

Ю. Г. МУНЦ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

Учебное пособие

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

Ю. Г. Мунц

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
для студентов вуза, обучающихся
по направлению подготовки
13.03.01 — Теплоэнергетика и теплотехника

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2021

УДК 338.45:621.311(075.8)

ББК 65.304.14я73

М90

Рецензенты:

генеральный директор ОАО «Объединенная теплоснабжающая компания» *А. А. Боликов*;

канд. техн. наук, заместитель заведующего лабораторией теплотехники и систем отопления нагревательных печей ОАО «ВНИИМТ» *А. А. Ашихмин*

Научный редактор — д-р техн. наук, проф. *В. А. Мунц*

Мунц, Ю. Г.

М90 Определение экономической эффективности инвестиционных проектов в теплоэнергетике : учебное пособие / Ю. Г. Мунц ; М-во науки и высшего образования РФ. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2021. — 119, [1] с.

ISBN 978-5-7996-3271-7

В учебном пособии изложены основные принципы определения инвестиционной стоимости строительства, реконструкции, модернизации теплоэнергетических объектов, себестоимости производства тепловой энергии. Рассмотрены особенности ценообразования в теплоэнергетике при реализации инвестиционных программ. Приведено типичное содержание разделов обоснования экономической целесообразности инвестиций. Раскрыты основные методы определения критериев эффективности инвестиционных проектов.

Библиогр.: 60 назв. Табл. 20. Рис. 9. Прил. 5.

УДК 338.45:621.311(075.8)

ББК 65.304.14я73

ISBN 978-5-7996-3271-7

© Уральский федеральный
университет, 2021

Оглавление

Глава 1. Основные средства и определение стоимости инвестиционных мероприятий в теплоэнергетике	4
Глава 2. Описание инвестиционных мероприятий и обоснование экономической целесообразности их реализации	24
Глава 3. Определение себестоимости производства тепловой энергии, необходимой валовой выручки и тарифа на тепловую энергию	53
Глава 4. Определение экономической эффективности и окупаемости проекта	69
Список библиографических ссылок	77
Приложение 1	83
Приложение 2	88
Приложение 3	92
Приложение 4	94
Приложение 5	102

Глава 1. Основные средства и определение стоимости инвестиционных мероприятий в теплоэнергетике

1.1. Основные средства: понятие, виды (группы) объектов

Основные средства — это часть имущества, используемая организацией в течение длительного времени (более 12 месяцев) при производстве продукции (выполнении работ, оказании услуг), а также в управленческих целях. Актив принимается к бухгалтерскому учету в качестве основных средств при одновременном выполнении следующих условий:

- 1) объект предназначен для использования в производстве продукции, при выполнении работ или оказании услуг, для управленческих нужд организации либо для предоставления организацией за плату во временное владение и/или пользование;
- 2) объект предназначен для использования в течение длительного времени (более 12 месяцев или обычного операционного цикла, если он превышает 12 месяцев);
- 3) организацией не предполагается последующая перепродажа данного объекта;
- 4) объект способен приносить организации экономические выгоды (доход) в будущем.

В соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОКОФ [1]) в бухгалтерском учете к основным средствам относятся:

- 1) здания (корпуса цехов, складские помещения, производственные лаборатории и т. п.);
- 2) сооружения (инженерно-строительные объекты, создающие условия для осуществления процесса производства: эстакады, автомобильные дороги, туннели);
- 3) внутрихозяйственные дороги;
- 4) передаточные устройства (электросети, теплосети, газовые сети);
- 5) машины и оборудование, в том числе:
 - силовые машины и оборудование (генераторы, электродвигатели, паровые машины, турбины и т. п.);
 - рабочие машины и оборудование (металлорежущие станки, прессы, электропечи и т. п.);
 - измерительные и регулирующие приборы и устройства, лабораторное оборудование;
 - вычислительная техника;
 - автоматические машины, оборудование и линии (станки-автоматы, автоматические поточные линии);
 - прочие машины и оборудование;
- 6) транспортные средства (вагоны, автомобили, кары, тележки);
- 7) инструмент (режущий, давящий, приспособления для крепления, монтажа), кроме специального инструмента;
- 8) производственный инвентарь и принадлежности (стеллажи, рабочие столы и т. п.);
- 9) хозяйственный инвентарь;
- 10) рабочий, продуктивный и племенной скот;
- 11) многолетние насаждения;
- 12) прочие основные средства (сюда входят библиотечные фонды, музейные ценности).

В составе основных средств учитываются также:

- 1) капитальные вложения на коренное улучшение земель (осушительные, оросительные и другие мелиоративные работы);
- 2) капитальные вложения в арендованные объекты основных средств;
- 3) земельные участки, объекты природопользования (вода, недра и другие природные ресурсы).

К основным средствам не относятся:

- 1) предметы, служащие менее 1 года, независимо от их стоимости;
- 2) предметы стоимостью ниже лимита, устанавливаемого Минфином России (40 000 руб. в ред. Приказа Минфина России от 24.12.2010 № 186 н [2]), независимо от срока службы, кроме сельскохозяйственных машин и орудий, строительного механизированного инструмента, оружия, а также рабочего и продуктивного скота, которые относятся к основным фондам, независимо от их стоимости;
- 3) орудия лова;
- 4) бензомоторные пилы, сучкорезы, сплавной трос, сезонные дороги, усы и временные ветки лесовозных дорог, временные здания в лесу сроком эксплуатации до двух лет;
- 5) специальные инструменты и специальные приспособления независимо от их стоимости;
- 6) сменное оборудование, многократно используемые в производстве приспособления к основным фондам и другие вызываемые специфическими условиями изготовления устройства независимо от их стоимости;
- 7) специальная одежда, специальная обувь, а также постельные принадлежности независимо от их стоимости и срока службы;
- 8) форменная одежда, предназначенная для выдачи работникам предприятия, одежда и обувь в учреждениях здравоохранения, просвещения, социального обеспечения и других учреждениях, состоящих на бюджете, независимо от стоимости и срока службы;
- 9) временные сооружения, приспособления и устройства, затраты по возведению которых относятся на себестоимость строительно-монтажных работ в составе накладных расходов;
- 10) тара для хранения товарно-материальных ценностей на складах или осуществления технологических процессов стоимостью в пределах лимита, установленного Минфином России;
- 11) предметы, предназначенные для выдачи напрокат, независимо от их стоимости;
- 12) молодняк животных и животные на откорме, птица, кролики, пушные звери, семьи пчел, а также ездовые и сторожевые собаки, подопытные животные;
- 13) многолетние насаждения, выращиваемые в питомниках в качестве посадочного материала;

- 14) машины и оборудование, числящиеся как готовые изделия на складах предприятий-изготовителей, снабженческих и сбытовых организаций, сданные в монтаж или подлежащие монтажу, находящиеся в пути, числящиеся на балансе капитального строительства.

Основные средства относятся к производственным активам, так как создаются и используются в процессе производства.

От основных средств следует отличать **оборотные средства**, включающие такие предметы труда, как сырье, основные и вспомогательные материалы, топливо, тара и т. д. Оборотные средства, потребляемые в одном производственном цикле, вещественно входят в продукт и полностью переносят на него свою стоимость.

Каждое предприятие имеет в своем распоряжении основные и оборотные средства. Совокупность основных производственных средств и оборотных средств предприятий образует их производственные средства.

Основные средства подразделяются на производственные и непроизводственные. Производственные средства участвуют в процессе изготовления продукции или оказания услуг. К ним относятся станки, машины, приборы и т. п.

Непроизводственные основные средства не участвуют в процессе создания продукции. К ним относятся жилые здания, детские сады, клубы, стадионы, больницы и т. п. Несмотря на то, что непроизводственные основные средства не оказывают какого-либо непосредственного влияния на объем производства, рост производительности труда, постоянное увеличение этих средств связано с улучшением благосостояния работников предприятия, повышением материального и культурного уровня их жизни, что в конечном счете сказывается на результате деятельности предприятия.

1.2. Амортизация основных средств

Амортизация в бухгалтерском учете — процесс переноса по частям стоимости основных средств и нематериальных активов по мере их физического или морального износа на стоимость производимой продукции (работ, услуг).

Начисляется амортизация исходя из срока полезного использования объекта основных средств.

Под **сроком полезного использования** понимается период, в течение которого использование объекта основных средств призвано служить для выполнения поставленных целей деятельности организации и приносить ей доход. В связи с этим организация должна возместить себе затраты, связанные с приобретением основного средства, в течение срока его полезного использования.

Срок полезного использования определяется организацией при поступлении объекта основных средств в организацию:

- исходя из ожидаемого срока использования этого объекта в соответствии с ожидаемой производительностью или мощностью;
- ожидаемого физического износа, зависящего от режима эксплуатации (количества смен), естественных условий и влияния агрессивной среды, системы проведения ремонта;
- нормативно-правовых и других ограничений использования этого объекта (например, срок аренды).

Таким образом, срок полезного использования основного средства — это период, в течение которого организация должна возместить себе первоначально понесенные затраты. Возмещение затрат на приобретение (создание) основных средств производится путем включения в себестоимость продукции специальной статьи расходов — амортизационных отчислений. Эта статья расходов позволяет вывести из-под налогообложения часть выручки организации и произвести аккумуляцию необходимых для последующего воспроизводства основных фондов денежных средств, так как, в отличие от других статей расходов, *не равна выплате соответствующих денежных средств сторонним организациям, контрагентам предприятия.*

Амортизационные отчисления — отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа. Амортизационные отчисления включаются в издержки производства или обращения. Производятся коммерческими организациями на основе установленных норм и балансовой стоимости основных фондов, на которую начисляется амортизация.

Чтобы найти **амортизационный период**, надо 100 делить на норму амортизации.

Норма амортизации — это установленный годовой процент возмещения стоимости изношенной части основных средств. Для целей бухгалтерского учета амортизационный период равен сроку полезного использования основных средств, установленному в организации для каждой группы основных средств. Для целей налогового учета амортизационный период (срок полезного использования) устанавливается на основе Классификации основных средств, утвержденной Постановлением Правительства РФ № 1 от 2002 г. [3].

Согласно российским стандартам бухгалтерского учета [4] существуют четыре основных способа начисления амортизации для бухгалтерского учета по объектам основных средств:

1. **Линейный способ:** происходит равномерное начисление амортизации с первоначальной до остаточной стоимости (в конце срока службы) в течение всего срока использования. Текущая остаточная стоимость определяется вычитанием суммарной накопленной амортизации основного средства из первоначальной стоимости.
2. **Способ уменьшаемого остатка:** сумма амортизации за каждый период равняется остаточной стоимости, умноженной на определенный процент. Каждый год амортизация начисляется на остаточную стоимость в начале года.
3. **Способ списания стоимости пропорционально объему продукции (работ):** амортизация начисляется на основе какого-либо натурального показателя (например, машино-час использования оборудования).
4. **Способ списания стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования.**

В соответствии с действующим российским налоговым законодательством для целей налогового учета имущество подразделяется на амортизируемое и неамортизируемое. К амортизируемому имуществу относят имущество предприятия, организации и предпринимателя, представленное в виде результатов интеллектуальной деятельности, имущества или иных объектов интеллектуальной собственности, которые находятся у налогоплательщика на праве собственности, используются им для извлечения дохода. В отличие от неамортизируемого имущества его стоимость погашается путем начисления амортизации. Имущество признается амортизируемым, если его срок службы больше 12 месяцев и его первоначальная стоимость боль-

ше 40 тыс. руб. В соответствии со сроками полезного использования амортизируемого имущества его распределяют по амортизационным группам, у каждой из которых свой срок полезного использования:

- I группа — имущество со сроком полезного использования от 1 года до 2 лет;
- II группа — срок полезного использования 2–3 года;
- III группа — 3–5 лет;
- IV группа — 5–7 лет;
- V группа — 7–10 лет;
- VI группа — 10–15 лет;
- VII группа — 15–20 лет;
- VIII группа — 20–25 лет;
- IX группа — 25–30 лет;
- X группа — свыше 30 лет.

В целях налогового учета для определения срока полезного использования основных средств применяется Классификация основных средств, утвержденная постановлением Правительства РФ [3]. Для объектов теплоэнергетики сроки полезного использования отдельных видов основных средств таковы:

- сеть тепловая магистральная — V группа (от 7 до 10 лет);
- котлы паровые, отопительные, водонагреватели и вспомогательное оборудование к ним — V группа (от 7 до 10 лет);
- котлы паровые, кроме водогрейных котлов центрального отопления — VI группа (от 10 до 15 лет);
- сооружения топливно-энергетических, металлургических, химических и нефтехимических предприятий, дымовые трубы — VI группа (от 10 до 15 лет);
- сеть газовая распределительная — VI группа (от 10 до 15 лет);
- турбины паровые — VI группа (от 10 до 15 лет);
- турбины газовые — V группа (от 7 до 10 лет);
- сборно-разборные и передвижные здания (для мобильных котельных) — V группа (от 7 до 10 лет);
- капитальные здания (каменные, железобетонные) — X группа (свыше 30 лет), для капитальных зданий котельных.

Норма амортизации для блочно-модульной котельной при принятии ее к учету в качестве единого объекта может быть принята в размере 10 %.

1.3. Виды стоимости основных средств

Балансовая стоимость — это стоимость основных средств и нематериальных активов, по которой они принимаются к бухгалтерскому учету. Первоначальная стоимость основных средств и нематериальных активов, приобретенных за плату, включает суммы фактически произведенных затрат на их изготовление (постройку) или приобретение, транспортировку (включая тариф на перевозку), стоимость погрузочных и разгрузочных работ, строительно-монтажные работы (фундамент, монтаж, наладка) и другие работы, связанные с вводом их в действие, а также суммы, уплачиваемые организациями за информационные и консультационные услуги, связанные с приобретением основных средств и нематериальных активов, регистрационные сборы, государственные пошлины и другие аналогичные платежи *за исключением налога на добавленную стоимость и других возмещаемых налогов* (кроме случаев, предусмотренных законодательством РФ).

Для основных средств балансовая стоимость может быть первоначальной и восстановительной (рыночной).

Первоначальная балансовая стоимость — это балансовая стоимость, по которой основные средства первоначально приняты к учету.

Первоначальная балансовая стоимость складывается:

- из стоимости покупки основных средств (без учета НДС);
- стоимости субподрядных работ при создании основных средств (строительстве и монтаже) без НДС;
- стоимости приобретенного оборудования с учетом транспортировки (без НДС);
- стоимости приобретенных материалов, израсходованных при создании основных средств (строительстве) без НДС;
- стоимости проектирования, изыскательских работ, сопутствующих созданию основных средств (строительству), — в полном объеме, если проектная организация не является плательщиком НДС, или без НДС, если проектной организацией применяется общая система налогообложения;
- заработной платы собственного персонала, занятого на строительных работах и монтаже и отчислений с заработной платы.

Восстановительная балансовая стоимость основных средств — это стоимость их воспроизводства, т. е. строительства или приобретения

на определенную дату и по рыночным ценам на эту дату. Восстановительную стоимость можно определить экспертным путем, исходя из существующих рыночных цен или с помощью заранее заданных коэффициентов инфляции. Восстановительной считается и стоимость, определяемая *в результате переоценки основных средств*, производимой по решению Правительства Российской Федерации.

Процесс определения восстановительной стоимости основных средств и отражение изменения первоначальной стоимости в учете называется **переоценкой основных средств**. После проведения переоценки основных средств восстановительная стоимость используется в учете как их первоначальная стоимость.

Решение о проведении переоценки основных средств принимает организация самостоятельно и утверждается как элемент учетной политики. В случае принятия решения о проведении переоценок основных средств они должны проводиться организацией на регулярной основе — по мере изменения рыночной стоимости соответствующих объектов основных средств. При этом переоценка проводится не чаще одного раза в год и только по состоянию на 1 января отчетного года.

По усмотрению организации восстановительная стоимость может определяться индексным методом либо методом прямой оценки.

При **индексном методе** восстановительная стоимость определяется путем умножения первоначальной стоимости на индексы изменения стоимости, учитывающие инфляционные процессы и утверждаемые уполномоченными органами власти.

При **методе прямой оценки** с помощью оценщиков, аудиторов, информации из торговых организаций и организаций-производителей определяется рыночная стоимость конкретного объекта основных средств. Она и является восстановительной стоимостью.

Остаточная стоимость определяется как разница между балансовой стоимостью объекта основных средств и суммой накопленной амортизации.

На основе остаточной стоимости производится начисление и уплата в бюджет налога на имущество организации.

Базовая ставка налога на имущество для российских организаций в настоящее время согласно Налоговому кодексу РФ [5] (часть 2, статья 380) составляет 2,2 % годовых от среднегодовой остаточной стоимости.

Определение **среднегодовой стоимости**, согласно Налоговому кодексу РФ [5] (часть 2, статья 376), производится следующим образом: среднегодовая стоимость имущества, признаваемого объектом налогообложения, за налоговый период определяется как частное от деления суммы, полученной в результате сложения величин остаточной стоимости имущества на 1-е число каждого месяца налогового периода и последнее число налогового периода, на количество месяцев в налоговом периоде, увеличенное на единицу.

Упрощенно при отсутствии ввода и выбытия основных средств и линейном методе начисления амортизации можно рассчитывать остаточную стоимость как среднеарифметическое значение от величин остаточной стоимости на начало и конец года.

Рассмотрим возможные способы определения стоимости основных средств при осуществлении инвестиционных мероприятий на предприятиях в сфере теплоснабжения.

При строительстве газовых котельных или реконструкции твердотопливных котельных с переводом на газ необходимо учитывать необходимость строительства подводящего газопровода к котельной, уметь определять стоимость его сооружения. Эта стоимость в виде инвестиционных расходов или в виде платы за подключение должна быть учтена в общей сумме инвестиций в проект.

1.4. Определение суммы инвестиций в газопровод к котельной

Величина инвестиций в строительство газопроводов может быть оценена укрупненно на основе статистической информации, полученной при обработке следующих документов:

- инвестиционные программы газораспределительных организаций, утвержденные приказами Министерства энергетики Свердловской области [6–10];
- сметы на строительство газопроводов [11];
- ставки платы за подключение к газовым сетям, утвержденные Постановлением РЭК Свердловской области № 257-ПК от 25.12.19 [12].

Так, согласно инвестиционным программам [6–10], определены зависимости стоимости строительно-монтажных и проектно-изыска-

тельских работ в ценах 2020 г. от протяженности газопроводов для газопроводов высокого давления (рабочее давление газа от 0,3 до 1,2 МПа), низкого и среднего давления (рабочее давление газа ниже 0,3 МПа). Зависимость стоимости строительно-монтажных работ от протяженности газопроводов низкого и среднего давления представлена на рис. 1. Она с коэффициентом достоверности аппроксимации 0,8879 описывается следующим уравнением:

$$C_{\text{СМР}}^{\text{нд}} = 4748 \cdot L^{0,6228}, \text{ тыс. руб. без НДС}, \quad (1)$$

где L — протяженность газопровода, км.

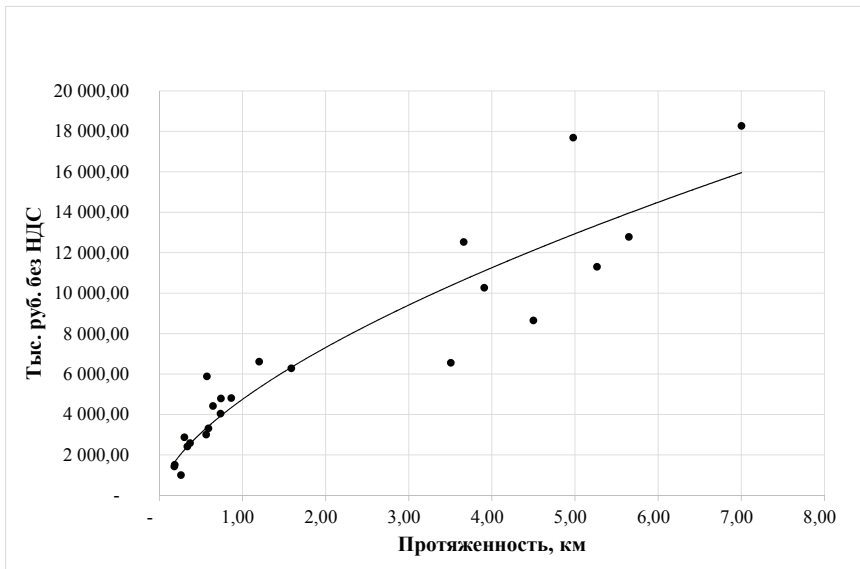


Рис. 1. Стоимость строительно-монтажных работ для газопроводов низкого и среднего давления в ценах 2020 г.

Зависимость стоимости строительно-монтажных работ от протяженности газопроводов высокого давления представлена на рис. 2. Она с коэффициентом достоверности аппроксимации 0,7896 описывается следующим уравнением:

$$C_{\text{СМР}}^{\text{вд}} = 12417 \cdot L^{0,7101}, \text{ тыс. руб. без НДС}, \quad (2)$$

где L — протяженность газопровода, км.

Зависимость стоимости проектно-изыскательских работ от протяженности газопроводов низкого и среднего давления представлена

на рис. 3. Она с коэффициентом достоверности аппроксимации 0,9812 описывается следующим уравнением:

$$C_{\text{ПИР}}^{\text{НД}} = 478,56 \cdot L + 265,12, \text{ тыс. руб. без НДС}, \quad (3)$$

где L — протяженность газопровода, км.

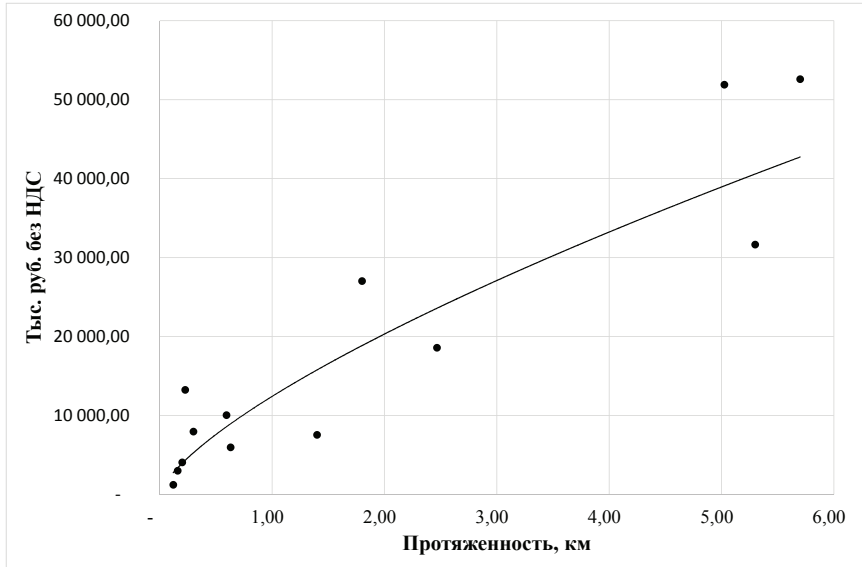


Рис. 2. Стоимость строительно-монтажных работ для газопроводов высокого давления в ценах 2020 г.

Зависимость стоимости проектно-изыскательских работ от протяженности газопроводов высокого давления представлена на рис. 4. Она с коэффициентом достоверности аппроксимации 0,9938 описывается следующим уравнением:

$$C_{\text{ПИР}}^{\text{ВЛ}} = 1790,2 \cdot L^{0,4689}, \text{ тыс. руб. без НДС}, \quad (4)$$

где L — протяженность газопровода, км.

Кроме того, по данным строительных смет [11] рассчитана зависимость процента стоимости труб в общей стоимости строительства газопровода от его протяженности — представлена на рис. 5. С помощью данной зависимости, зная протяженность и диаметр газопровода, можно оценить стоимость труб и далее по графику найти стоимость строительства газопровода. Эта зависимость с коэффициентом достоверности аппроксимации 0,8028 описывается следующим уравнением:

$$R = 0,0436 \cdot \ln(L) - 0,0741, \text{ доли единицы,} \quad (5)$$

где R — доля стоимости труб в общей стоимости газопровода, L — протяженность газопровода, м.

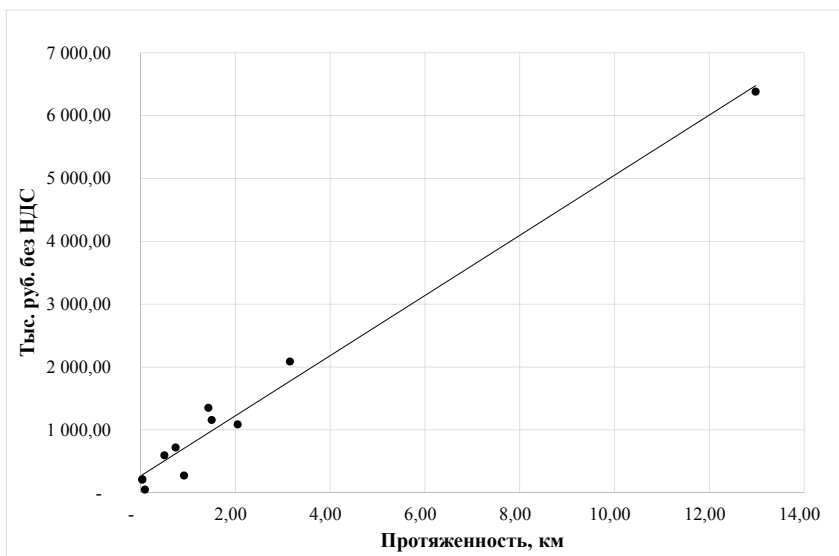


Рис. 3. Стоимость проектно-изыскательских работ для газопроводов низкого давления в ценах 2020 г.

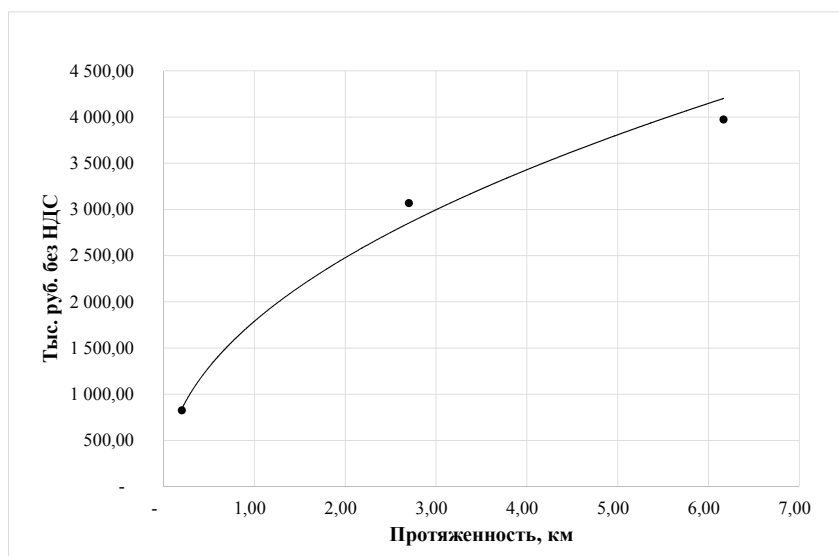


Рис. 4. Стоимость проектно-изыскательских работ для газопроводов высокого давления в ценах 2020 г.

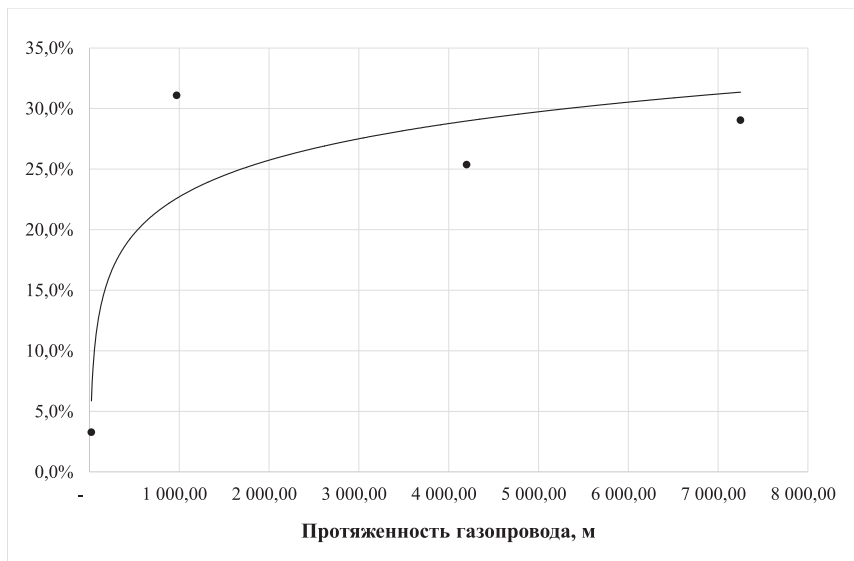


Рис. 5. Процент стоимости труб в общей стоимости газопровода

Для оценки итоговой ориентировочной стоимости проектно-изыскательских и строительско-монтажных работ по газопроводам рекомендуется следующий подход: необходимо рассчитать стоимость тремя методами (первый — по графикам 1 или 2, второй — по графику 5, третий — по данным п. 1–6 приложения 1 [12]) и принять большую величину. При расчете суммы инвестиций по данным Приложения 1 необходимо иметь в виду, что величина инвестиций в соответствующий вид капитальных вложений определяется как произведение стандартизированной ставки на протяженность газопровода (в пп. 1–4 приложения 1) и как произведение стандартизированной ставки на величину максимального дополнительного часового расхода газа газоиспользующего оборудования, расположенного в подключаемом объекте капитального строительства (в пп. 5–6 приложения 1). Итоговые величины инвестиций складываются для определения общей суммы инвестиций [13].

1.5. Определение возможности подключения к газу

Определить принципиальную возможность подключения к газу на территории конкретного муниципального образования Свердловской области можно на основе информации о наличии (отсут-

ствии) технической возможности доступа к регулируемым услугам по транспортировке газа по магистральным газопроводам для определения возможности технологического присоединения к газораспределительным сетям, публикуемой на сайте ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» [14]. Там же можно найти перечень основных мероприятий, которые необходимо выполнить для возможности подключения к газу по конкретной газораспределительной станции (ГРС).

Для определения итоговой суммы инвестиций в газопровод необходимо к стоимости ПИР и СМР, рассчитанных по методике, изложенной выше, добавить стоимость подключения, равную сумме компенсации расходов газораспределительной организации (ГРО), связанных с мониторингом выполнения заявителем технических условий и осуществлением фактического присоединения к газораспределительной сети согласно п. 7 приложения 1 [12].

1.6. Оценка величины инвестиций в строительство котельных

Величина инвестиций в строительство котельных может быть оценена укрупненно на основе статистической информации, полученной при обработке следующих документов:

- инвестиционные программы теплоснабжающих организаций, утвержденные приказами Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области [15, 16];
- сметы на строительство котельных [11].

Так, согласно инвестиционным программам [15, 16] рассчитана и представлена на рис. 6 зависимость полной стоимости строительства блочных котельных в ценах 2020 г. от мощности котельной. Она с коэффициентом достоверности аппроксимации 0,9991 описывается следующим уравнением:

$$C_{\text{кот}} = 3872,1 \cdot N^{1,339}, \text{ тыс. руб. без НДС,} \quad (6)$$

где N — установленная мощность котельной, МВт.

Кроме того, по данным строительных смет [11] определены укрупненные коэффициенты:

1. Доля стоимости собственно котельной, поставляемой заводом-изготовителем, в общей стоимости строительства котельной составляет 60–65 %; остальное — это земляные работы, монтаж фундамента, монтаж дымовой трубы, монтаж сетей (газовых, водопроводных, электрических, канализации), пусконаладочные работы (ПНР), накладные расходы, сметная прибыль, временные здания и сооружения.

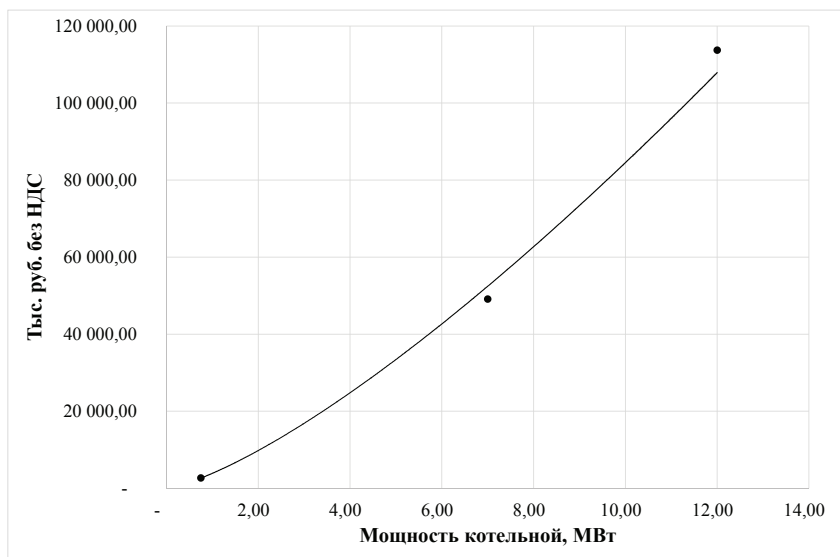


Рис. 6. Полная стоимость строительства блочных котельных в ценах 2020 г.

2. Доля стоимости котельного оборудования в стоимости котельной, поставляемой заводом-изготовителем, составляет 25–30 %. Остальное — это коллектор и основные контуры, автоматика, трубопроводы и арматура, насосное оборудование, прочие материалы и работы.

Стоимость котельного оборудования можно принять по данным, размещенным на сайтах заводов-изготовителей [17–19].

Для оценки итоговой ориентировочной стоимости строительства котельной рекомендуется следующий подход: необходимо рассчитать стоимость двумя методами (первый — по графику на рис. 6, второй — по известной стоимости котельного оборудования и коэффициентам, приведенным выше) и принять бóльшую величину.

Инвестиционную стоимость отдельных мероприятий в котельных можно оценить на основе аналогичных проектов, входящих в состав утвержденных инвестиционных программ в сфере теплоснабжения и размещенных на сайте Министерства энергетики и ЖКХ Свердловской области [20].

1.7. Определение величины инвестиций в строительство (реконструкцию) тепловых сетей

Величина инвестиций в строительство тепловых сетей может быть оценена укрупненно на основе статистической информации, полученной при обработке следующих документов:

- инвестиционные программы теплоснабжающих организаций, утвержденные приказами Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области [20–24];
- сметы на строительство тепловых сетей [11].

На рис. 7 представлена зависимость стоимости строительства тепловых сетей в ценах 2020 г. (в тыс. руб. без НДС) от величины материальной характеристики тепловой сети (произведения протяженности в двухтрубном исчислении на диаметр). Она с коэффициентом достоверности аппроксимации 0,9455 описывается следующим уравнением:

$$C_{TC}^C = 119,96 \cdot M_C + 1387,9, \text{ тыс. руб. без НДС}, \quad (7)$$

где M_C — материальная характеристика тепловой сети, m^2 .

Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей (перекладке труб в существующих каналах) может быть оценена по данным Министерства энергетики и ЖКХ [25].

На основе статистической информации [25] получена зависимость стоимости этих мероприятий от протяженности теплотрассы в тыс. руб. без НДС в ценах 2020 г. Зависимость представлена на рис. 8. С коэффициентом достоверности аппроксимации 0,7035 она описывается следующим уравнением:

$$C_{TC}^P = 0,0061 \cdot L_C^2 + 10,298 \cdot L_C + 469,26, \text{ тыс. руб. без НДС}, \quad (8)$$

где L_C — протяженность тепловой сети, м.

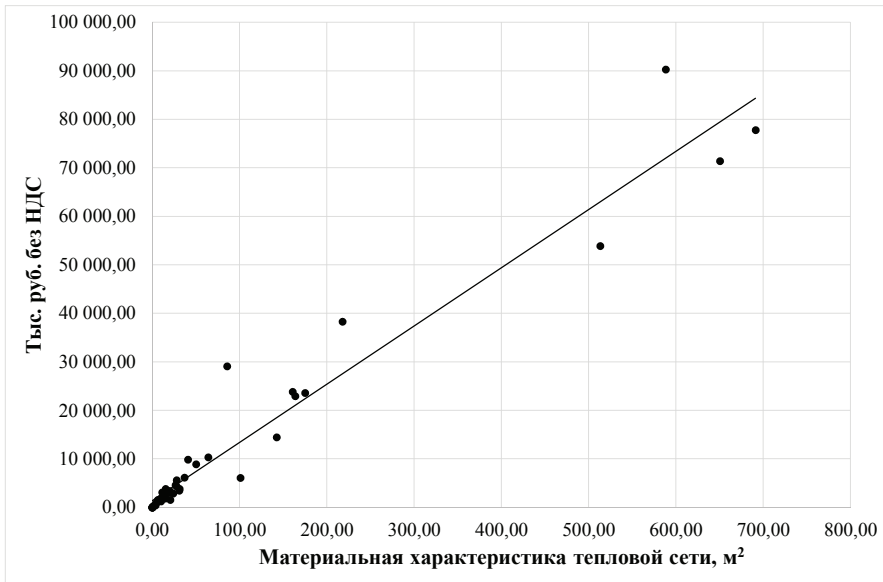


Рис. 7. Стоимость строительства тепловых сетей в ценах 2020 г.

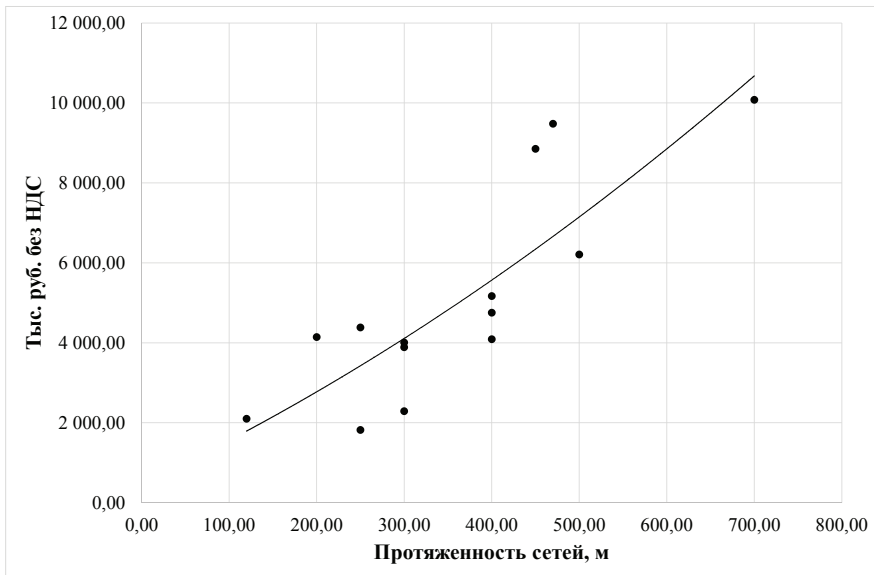


Рис. 8. Стоимость реконструкции тепловых сетей (перекладки труб в каналах) с Ду 219—426 мм в ценах 2020 г.

Стоимость мероприятий по замене изоляции тепловых сетей была оценена по данным Министерства энергетики и ЖКХ [21].

На рис. 9 представлена зависимость величины инвестиций в замену изоляции от материальной характеристики тепловой сети. Она с коэффициентом достоверности аппроксимации 0,9972 описывается следующим уравнением:

$$C_{\text{ТС}}^{\text{ИЗ}} = 9,0415 \cdot M_{\text{С}} + 291,68, \text{ тыс. руб. без НДС}, \quad (9)$$

где $M_{\text{С}}$ — материальная характеристика тепловой сети, м^2 .

При актуализации суммы инвестиций на будущие периоды можно использовать официально публикуемые индексы изменения сметной стоимости строительства к базе 2001 г.

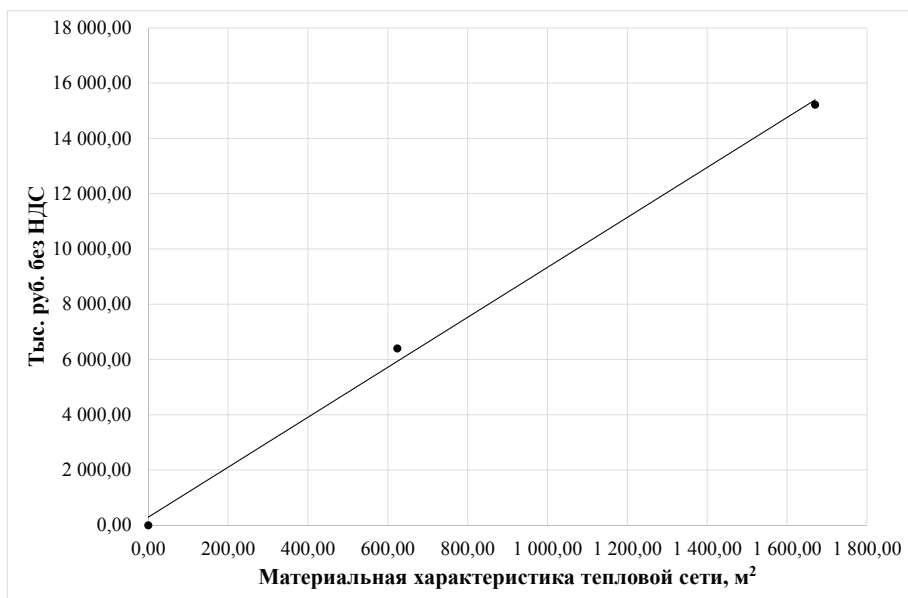


Рис. 9. Величина инвестиций в замену изоляции тепловой сети в ценах 2020 г.

На четвертый квартал 2020 г. данные индексы утверждены Письмом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 44016-ИФ/09 от 02.11.2020 [26]. В соответствии с этим документом, в частности для Свердловской области, индексы изменения сметной стоимости строительства к территориальным расценкам 2001 г. (ТЕР1–2001) составляют:

- 7,65 для котельных;
- 6,93 для сетей теплоснабжения;

- 5,96 для сетей водопровода;
- 7,41 для сетей газоснабжения.

При определении актуальной суммы инвестиций в будущем в случае затруднений с подбором источников информации можно использовать следующий способ:

- 1) определить сумму инвестиций в ценах 2020 г. по зависимостям, приведенным выше;
- 2) определить сумму инвестиций в базовых ценах 2001 г. (разделив сумму инвестиций в ценах 2020 г. на соответствующий индекс из Письма Министерства энергетики и ЖКХ [26]);
- 3) определить сумму инвестиций в ценах текущего периода, умножив сумму инвестиций в базовых ценах 2001 г. на соответствующий индекс, утвержденный Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации для текущего периода.

Контрольные вопросы

1. Какое имущество организаций относится к основным средствам?
2. Что такое амортизация основных средств?
3. Чем отличаются балансовая, восстановительная и остаточная стоимость основных средств?

Глава 2. Описание инвестиционных мероприятий и обоснование экономической целесообразности их реализации

При описании инвестиционных мероприятий можно руководствоваться рекомендациями по подготовке инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации № 410 от 5 мая 2014 г. [27]. В частности, инвестиционная программа содержит перечень и описание мероприятий по подготовке проектной документации, строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения, в том числе обоснование их необходимости, расходы на строительство, реконструкцию и (или) модернизацию, описание и место расположения строящихся, реконструируемых и модернизируемых объектов, их основные технические характеристики до и после реализации мероприятия.

Все мероприятия инвестиционной программы рекомендовано распределять по следующим группам:

- 1) строительство, реконструкция или модернизация объектов системы централизованного теплоснабжения в целях подключения потребителей (с указанием участков тепловых сетей, их протяженности, пропускной способности), строительство иных объектов, за исключением тепловых сетей (с указанием их технических характеристик, в том числе величин тепловой мощности объектов, видов основного и резервного топлива);

- 2) строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением (технологическим присоединением) новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей (с указанием участков тепловых сетей, их протяженности, пропускной способности), строительство иных объектов, за исключением тепловых сетей (с указанием их технических характеристик, в том числе величин тепловой мощности объектов, видов основного и резервного топлива);
- 3) реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения в целях повышения эффективности работы, снижения уровня износа существующих объектов системы централизованного теплоснабжения и (или) поставки энергии от разных источников, в том числе:
 - реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей (с указанием участков тепловых сетей, их протяженности, пропускной способности, иных технических характеристик до и после проведения мероприятий);
 - реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей (с указанием технических характеристик объектов системы централизованного теплоснабжения, в том числе величин тепловой мощности объектов, видов основного и резервного топлива до и после проведения мероприятий);
- 4) мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, достижение плановых значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов системы централизованного теплоснабжения, повышение эффективности работы систем централизованного теплоснабжения;
- 5) вывод из эксплуатации, консервация и демонтаж объектов системы централизованного теплоснабжения.

Инвестиционная программа должна содержать плановые значения следующих показателей, достижение которых предусмотрено в результате реализации соответствующих мероприятий:

- 1) удельный расход электрической энергии на транспортировку теплоносителя ($\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$);
- 2) удельный расход условного топлива на выработку единицы тепловой энергии и (или) теплоносителя ($\text{т у. т.}/\text{Гкал}$ и (или) $\text{т у. т.}/\text{м}^3$);

- 3) объем присоединяемой тепловой нагрузки новых потребителей (Гкал/ч);
- 4) процент износа объектов системы теплоснабжения с выделением процента износа объектов, существующих на начало реализации инвестиционной программы;
- 5) потери тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям (Гкал/год и процентов от полезного отпуска тепловой энергии);
- 6) потери теплоносителя при передаче тепловой энергии по тепловым сетям (т/год для воды и м³/год для пара);
- 7) физические, химические, биологические и иные показатели, характеризующие снижение негативного воздействия на окружающую среду, определяемые в соответствии с законодательством Российской Федерации об охране окружающей среды;
- 8) показатели надежности объектов системы централизованного теплоснабжения.

Инвестиционная программа содержит график выполнения мероприятий инвестиционной программы по годам с указанием отдельных объектов, планируемых сроков и объемов выполнения работ по строительству, реконструкции, модернизации, выводу из эксплуатации, консервации или демонтажу отдельных объектов системы централизованного теплоснабжения, объемов финансирования мероприятий, а также график ввода отдельных объектов системы централизованного теплоснабжения в эксплуатацию по годам.

Кроме того, в программе инвестиционных мероприятий должен быть расчет экономического эффекта, достигаемого в результате их реализации, и финансовый план с указанием источников финансирования.

Примерное содержание экономического раздела инвестиционной программы [28, 29]

Резюме

Резюме представляет собой краткое содержание экономического раздела инвестиционной программы и включает следующие сведения: суть проекта; эффективность проекта (основные рассчитанные

критерии); план действий (график реализации проекта); финансирование (сумма, состав и порядок привлечения инвестиций).

Сведения о предприятии и отрасли

В этом разделе приводятся:

- 1) сведения о предприятии, на котором планируется реализация инвестиционных мероприятий: указывается организационно-правовая форма, название, основные виды деятельности, прочие сведения;
- 2) сведения об отрасли, в которой работает предприятие.

Сведения могут быть представлены в виде табл. 1.

Таблица 1

Сведения о предприятии

№ п/п	Наименование сведений	Содержание
1	Полное наименование организации	
2	Сокращенное наименование организации	
3	Отрасль	
4	ОГРН	
5	ИНН	
6	КПП	
7	Вид организационно-правовой формы	
8	Статус (юридическое лицо, филиал без образования юридического лица и т. п.)	
9	Полный юридический адрес организации	
10	Полный почтовый адрес организации	
11	Адрес электронной почты организации	
12	Ф. И. О., должность руководителя (полностью)	
13	Официальный сайт организации (адрес страницы в сети Интернет)	
14	Полный адрес страницы в сети Интернет, на которой организация раскрывает информацию в соответствии со стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями, утвержденными Правительством Российской Федерации	

Окончание табл. 1

№ п/п	Наименование сведений	Содержание
15	Наименование муниципального образования, на территории которого осуществляется поставка тепловой энергии (оказываются услуги по передаче тепловой энергии)	
16	Наличие (отсутствие) статуса ЕТО (Единая теплоснабжающая организация). Реквизиты документа (ов), которым (и) установлен статус ЕТО	
17	Перечень регулируемых видов деятельности, осуществляемых организацией	
18	Перечень нерегулируемых видов деятельности, осуществляемых организацией	
19	Плательщик НДС (да/нет)	
20	Наличие договоров с потребителями в сфере теплоснабжения, расчеты по которым осуществляются по ценам, определенным по соглашению сторон	

Сущность проекта

Этот раздел содержит описание целей, преимуществ и необходимости реализации инвестиционных мероприятий, дает представление об особенностях предлагаемых технических решений, обосновывает выбор определенного варианта реализации. В этом разделе приводятся следующие данные:

1. Описание существующей ситуации:

- 1) описание существующего производственного процесса (технология, объем производства, загрузка производственных мощностей);
- 2) расчет себестоимости единицы продукции по отдельным видам.

2. Описание проекта:

- 1) название проекта;
- 2) краткая характеристика появляющихся в результате проекта преимуществ;
- 3) цели проекта:
 - коммерческие (увеличение выручки, снижение издержек, повышение качества продукции, снижение износа оборудо-

вания — следствием может быть увеличение объема продаж или снижение издержек);

- некоммерческие (политические, социально-демографические, экологические и др.).

3. История проекта:

- 1) лица, заинтересованные в реализации проекта (инициаторы проекта);
- 2) стоимость уже проведенных исследований и работ;
- 3) краткое описание рассмотренных технических вариантов решения проблемы, их новизна, сравнительная характеристика, преимущества и недостатки;
- 4) характеристика вариантов решения (не более трех), принятых для дальнейшей проработки;
- 5) сведения о патентах и авторских правах;
- 6) сведения об имеющихся лицензиях;
- 7) стоимость уже имеющихся строительных конструкций и оборудования, которые, как предполагается, будут в дальнейшем использоваться в проекте.

4. Описание продукции (услуг), являющейся результатом реализации проекта:

- 1) наименование, назначение и область применения;
- 2) перспективы выпуска (производства и продажи с учетом потерь и утечек, сезонности);
- 3) возможность экспорта или импортозамещения;
- 4) краткое описание и основные характеристики;
- 5) конкурентоспособность (на основе приближенной оценки себестоимости производства продукции, прогноза средних цен на продукцию, сравнения с фирмами-конкурентами), возможности повышения конкурентоспособности;
- 6) сведения о патентах и авторских правах;
- 7) наличие или необходимость лицензирования выпуска продукции, стоимость лицензий, которые необходимо получить; органы, выдающие лицензию;
- 8) безопасность и экологичность (наличие гигиенических и прочих сертификатов, заключения экологической экспертизы, соответствие требованиям СЭС, подлежит ли оборудование Федеральному горному и промышленному надзору (органам Госгортехнадзора), предусмотрено ли обучение персонала технике безопасности и т. п.);

- 9) особенности эксплуатации (если продукция — оборудование), утилизация после окончания эксплуатации;
- 10) условия поставки, упаковка, гарантии, сервисное обслуживание;
- 11) особенности налогообложения при производстве продукции и наличие льгот.

Если инвестиционные мероприятия разрабатываются для организации, работающей в сфере теплоснабжения и осуществляющей выработку и отпуск тепловой энергии, рекомендуется представить информацию в виде табл. 2—4.

Таблица 2

Баланс отпуска тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1	Выработка	тыс. Гкал		
2	Расход энергии на собственные нужды теплоисточника	тыс. Гкал		
3	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, всего В том числе:	тыс. Гкал		
3.1	на собственные нужды организации	тыс. Гкал		
3.2	бюджетным потребителям	тыс. Гкал		
3.3	населению	тыс. Гкал		
3.4	прочим потребителям	тыс. Гкал		
3.5	теплоснабжающим (теплосетевым) организациям, всего, в том числе:	тыс. Гкал		
3.5.1		тыс. Гкал		
3.5.2		тыс. Гкал		
...
4	Отпуск тепловой энергии в собственную тепловую сеть	тыс. Гкал		
5	Покупка тепловой энергии (поступление в тепловую сеть от других организаций), всего В том числе:	тыс. Гкал		
5.1		тыс. Гкал		
5.2		тыс. Гкал		

Окончание табл. 2

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
...
6	Поступление тепловой энергии в тепловую сеть (п. 4 + п. 5)	тыс. Гкал		
7	Потери тепловой энергии в тепловых сетях (при наличии тепловой сети)	тыс. Гкал		
8	Процент потерь (при наличии тепловой сети): (п. 7/п. 6) × 100	%		
9	Полезный отпуск тепловой энергии (отпуск тепловой энергии) из собственной тепловой сети, всего (п. 6 — п. 7) В том числе:	тыс. Гкал		
9.1	на собственные нужды предприятия	тыс. Гкал		
9.2	бюджетным потребителям	тыс. Гкал		
9.3	населению	тыс. Гкал		
9.4	прочим потребителям	тыс. Гкал		
9.5	в тепловые сети организациям, всего, в том числе:	тыс. Гкал		
9.5.1		тыс. Гкал		
9.5.2		тыс. Гкал		
...

Таблица 3

Основные технические показатели

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1	Структура потребления топлива:	%		
1.1	газ	%		

Продолжение табл. 3

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1.2	уголь	%		
1.3	мазут	%		
1.4	дрова	%		
...
2	Низшая теплота сгорания топлива:	ккал/кг (ккал/м ³)		
2.1	газ	ккал/м ³		
2.2	уголь	ккал/кг		
2.3	мазут	ккал/кг		
2.4	дрова	ккал/м ³		
...
3	Установленная мощность энергетического источника, всего В том числе:	Гкал/ч		
3.1	паровых котлов	Гкал/ч		
3.2	водогрейных котлов	Гкал/ч		
4	Количество котлов, всего В том числе:	шт.		
4.1	паровых	шт.		
4.2	водогрейных	шт.		
5	Годовое число часов использования установленной мощности энергетического источника В том числе:	ч		
5.1	котел № 1 (марка)	ч		
5.2	котел № 2 (марка)	ч		
5.3	котел № 3 (марка)	ч		
...
6	Годовая выработка тепловой энергии, всего В том числе:	Гкал		
6.1	котел № 1 (марка)	Гкал		
6.2	котел № 2 (марка)	Гкал		
6.3	котел № 3 (марка)	Гкал		
...

Окончание табл. 3

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
7	Фактическая среднегодовая нагрузка энергетического источника, всего В том числе:	Гкал/ч		
7.1	котел № 1 (марка)	Гкал/ч		
7.2	котел № 2 (марка)	Гкал/ч		
7.3	котел № 3 (марка)	Гкал/ч		
...
8	Средневзвешенный КПД котлов	%		
9	Годовой объем отпуска тепловой энергии на ГВС	Гкал		
10	Система теплоснабжения:			
10.1	Тип системы (открытая/закрытая)			
10.2	Температурный график системы отопления	°С		

Таблица 4

Характеристика тепловых сетей

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1	Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении В том числе:	км		
1.1	надземная (наземная) прокладка, в том числе по диаметрам условного прохода труб	км		
1.1.1	50–250 мм	км		
1.1.2	251–400 мм	км		
...
1.2	подземная прокладка, в том числе:	км		
1.2.1	50–250 мм	км		

Окончание табл. 4

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1.2.2	251–400 мм	км		
...
2	Средневзвешенный диаметр тепловых сетей	мм		
3	Количество тепловых пунктов (бойлерных, насосных)	шт.		

Анализ рынка и концепция маркетинга

Цель данного раздела — обосновать долгосрочную платежеспособность предприятия — инициатора проекта на основе имеющейся устойчивой рыночной позиции и/или доказательства эффективности разработанной им рыночной стратегии.

В том случае, если проект ориентирован исключительно на снижение внутренних издержек, а не на продажу продукции, анализ рынка должен быть посвящен изучению платежеспособного спроса на основные виды продукции, производимой предприятием, для обоснования платежеспособности и кредитоспособности предприятия, так как расчетная «экономия» может превратиться в «живые» деньги только при реализации запланированного количества продукции по запланированной цене. Если же результатом проекта является новая или дополнительная продукция, которая должна быть реализована внешним потребителям, то, кроме анализа основных рынков, необходим анализ нового рынка или анализ возможности уже существующего рынка потребить дополнительный объем продукции.

В данном разделе освещаются следующие вопросы.

Анализ рынка:

- 1) характеристика существующей продукции (динамика выпуска и продаж основных видов продукции в натуральных и стоимостных единицах измерения за 3–5 лет; качество продукции по сравнению с импортными аналогами, продукцией конкурентов и товарами-заменителями, количество и выручка от продажи продукции на экспорт (в валюте));

- 2) характеристика применяющихся на предприятии методов ценообразования, имеется ли дифференциация цен по группам потребителей, системы скидок;
- 3) основные группы потребителей по каждому виду продукции, динамика спроса по группам потребителей за 3–5 лет;
- 4) общая величина рынка и рыночная доля предприятия по каждому виду продукции;
- 5) характеристика применяемых на предприятии методов исследования рынка;
- 6) основные конкуренты — существующие и потенциальные, их методы ценообразования, их рыночные доли, какие рыночные ниши они занимают, есть ли среди них монополисты по отдельным сегментам рынка, их конкурентные преимущества (по цене и ценовой политике, по качеству, по системе гарантий, по сервисным услугам и послепродажному обслуживанию); их каналы распределения (оптовая и розничная торговля), их система продвижения (рекламы);
- 7) применяющаяся система каналов распределения продукции: доля прямых поставок (договоров с конечными потребителями), доля посредников, оптовых потребителей-перепродавцов, методы работы предприятия с ними, влияние наценки посредников на конечный спрос по отдельным видам продукции;
- 8) применяющаяся система продвижения: виды, затраты и эффективность рекламы, персональных продаж; имеет ли предприятие свой имидж, зарегистрированную торговую марку;
- 9) динамика платежей за проданную продукцию: доля неплатежей, доля взаимозачетов и бартера, доля платежей «живыми» деньгами (отдельно — в рублях и валюте), сегментация потребителей по платежеспособности, описание методов работы с неплатежеспособными потребителями;
- 10) анализ рынка поставщиков оборудования, сырья и материалов, необходимых для реализации проекта, по критериям: ценовая политика, качество, объемы, сроки поставок, формы расчетов, надежность поставок, гарантии и сервис.

Если инвестиционные мероприятия разрабатываются для организации, работающей в сфере теплоснабжения и осуществляющей выработку и отпуск тепловой энергии, рекомендуется представить ценовую информацию в виде табл. 5.

Таблица 5

Фактические цены (тарифы) на тепловую энергию

№ п/п	Наименование показателя	Вода	Отборный пар давлением от ____ до ____	Отборный пар давлением от ____ до ____	Острый и редуцированный пар
1	Объем отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии, тыс. Гкал				
1.1	В том числе по нерегулируемым долгосрочным договорам, тыс. Гкал				
2	Суммарная договорная (заявленная) тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии, Гкал/ч				
2.1	В том числе по нерегулируемым долгосрочным договорам, Гкал/ч				
3	Расходы на топливо, тыс. руб.				
4	Одноставочный тариф, руб./Гкал без НДС				
5.1	Ставка за тепловую энергию двухставочного тарифа, руб./Гкал без НДС				
5.2	Ставка за содержание тепловой мощности двухставочного тарифа, тыс. руб./Гкал/ч в мес. без НДС				
6	Средняя цена тепловой энергии по нерегулируемым долгосрочным договорам, руб./Гкал без НДС				

Концепция маркетинга:

- 1) анализ и выбор стратегий ценообразования, прогноз динамики цен на продукцию, являющуюся результатом реализации проекта;

- 2) выбор способов продвижения продукции, расчет затрат на продвижение (реклама, создание имиджа фирмы, персональные продажи), описание возможных сервисных услуг для потребителей;
- 3) программа работы по снижению ценовой надбавки по каналам распространения (отказ от услуг ряда оптовых потребителей-перепродавцов, заключение прямых договоров с потребителями, создание собственной сети распространения товаров);
- 4) ожидаемая конкуренция, методы борьбы с конкурентами, возможность и затраты на использование неценовой конкуренции (при проведении соответствующей рекламной кампании), анализ возможности появления новых конкурентов;
- 5) характеристика будущих рынков сбыта, гарантии сбыта, программа продаж;
- 6) программа работы с потребителями: необходимо дать описание планируемого механизма расчетов, привести проект типового договора с потребителями, в котором предусмотрены: срок платежей за продукцию, система пеней (штрафов), система скидок за предоплату, возможные формы расчетов;
- 7) предполагаемые годовые поступления от продаж основных и побочных продуктов, программа диверсификации (ввода новой продукции), программа освоения новых рынков;
- 8) предполагаемые годовые затраты на программу маркетинга;
- 9) расчет налоговых платежей, зависящих от объема продаж.

План производства

Цель данного раздела — дать технико-экономическое обоснование возможности реализации проекта, описать технические решения как на стадии освоения (проектирования, согласования, строительно-монтажных и пусконаладочных работ), так и на стадиях эксплуатации (получения доходов от инвестиций в проект) и ликвидации проекта (демонтажа, консервации оборудования).

Приводятся следующие данные.

Стадия освоения:

- 1) месторасположение и земля (обеспеченность земельными участками, площадями, оценка стоимости земли (величина платы за землю), необходимость и стоимость нового землеотвода при

осуществлении проекта, оценка воздействия проекта на окружающую среду, характеристика месторасположения: транспортные сети, инженерные сети, близость необходимых ресурсов и потребителей продукции);

- 2) транспорт и связь, энергетическое и инженерное обеспечение во время строительства и эксплуатации (определение потребности в энергетическом обеспечении — электроэнергия, газ, вода; в инфраструктуре — канализация, очистные сооружения, дороги, подъездные пути), расчет затрат;
- 3) примерный план производства работ по строительству, оценка затрат;
- 4) производственные мощности, площади и помещения (необходимо определить);
- 5) потребность в конкретных типах помещений: производственных, складских, технологических для вспомогательного оборудования, офисных, гаражах, вспомогательных для персонала;
- 6) источник приобретения помещений: имеющиеся собственные или арендуемые с указанием срока аренды, реконструкция имеющихся и ее стоимость, строительство новых и стоимость, приобретение готовых, аренда, поиск партнеров с необходимыми помещениями);
- 7) состав необходимого оборудования (основного, вспомогательного, инструментов): тип, марка оборудования, его основные характеристики (паспортные данные), необходимые площади для установки, основные пути получения (собственное производство, аренда, покупка, лизинг, в виде взноса инвестора в уставный капитал); анализ и выбор поставщиков по каждому виду оборудования, условия поставок (аренда, покупка), формы расчетов, гарантии поставщиков; примерная планировочная схема предполагаемого оборудования;
- 8) график реализации проекта на стадии освоения (продолжительность инвестиционной фазы, распределение затрат во времени, предполагаемые источники финансирования (можно по вариантам), лица, ответственные за соблюдение сроков этапов освоения и обеспечивающие своевременное финансирование — по каждому этапу);
- 9) смета капитальных затрат по проекту (с учетом непредвиденных расходов и источников финансирования).

Стадия эксплуатации:

- 1) технологический цикл производства и реализации продукции, производственная программа (основные продукты, побочные продукты, отходы и годовые затраты на их удаление);
- 2) материальные ресурсы: сырье, материалы, покупные полуфабрикаты, комплектующие изделия, топливо и энергия (приблизительная потребность, выбор поставщиков, условия поставок, стоимость); при анализе и выборе поставщиков необходимо руководствоваться следующими критериями: экономичность (определяемая отпускной ценой и транспортными расходами), надежность (постоянное наличие у поставщика), комплектность, условия оплаты (наличные, предоплата, продажи в кредит и т. д.);
- 3) кадровое обеспечение (основные и вспомогательные производственные рабочие, требования к образованию и квалификации, необходимое количество и годовые затраты на заработную плату, включая отчисления на социальные нужды, схема формирования заработной платы, материальное стимулирование);
- 4) экологичность и безопасность производства (имеющиеся вредные факторы производства и меры защиты, образующиеся в результате эксплуатации отходы и их утилизация, выбросы в атмосферу, загрязнения почвы, воды, меры по их уменьшению), оценка затрат на природоохранные мероприятия и охрану труда;
- 5) калькуляция себестоимости (прямые и косвенные затраты) производимого продукта, расчет должен быть произведен как за период (квартал, год), так и на единицу продукции.

Если инвестиционные мероприятия разрабатываются для организации, работающей в сфере теплоснабжения и осуществляющей выработку и отпуск тепловой энергии, рекомендуется представить информацию в виде табл. 6–14.

Таблица 6

Расчет расхода и стоимости топлива

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1	Выработка тепловой энергии источником тепловой энергии	тыс. Гкал		

Продолжение табл. 6

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
2	Нормативный удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии	Кг у. т./ Гкал		
3	Итого расход условного топлива на производство тепловой энергии	тыс. т у. т.		
3.1	Газ	тыс. т у. т.		
3.2	Уголь	тыс. т у. т.		
3.3	Мазут	тыс. т у. т.		
...
4	Калорийность натурального топлива (низшая теплота сгорания)	Ккал/кг (Ккал/м ³)		
4.1	Газ	Ккал/м ³		
4.2	Уголь	Ккал/кг		
4.3	Мазут	Ккал/кг		
...
5	Расход натурального топлива			
5.1	Газ	млн м ³		
5.2	Уголь	тыс. т н. т.		
5.3	Мазут	тыс. т н. т.		
...
6	Цена натурального топлива с учетом транспортировки, сбытовой надбавки без НДС			
6.1	Газ	руб./тыс. м ³		
6.2	Уголь	руб./т н. т.		

Окончание табл. 6

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
6.3	Мазут	руб./т н. т.		
...
7	Стоимость натурального топлива на производство тепловой энергии по видам топлива, без НДС	тыс. руб.		
7.1	Газ	тыс. руб.		
7.2	Уголь	тыс. руб.		
7.3	Мазут	тыс. руб.		
...

Таблица 7

Расходы на электрическую энергию

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1	Наименование поставщика электрической энергии	—		
2	Уровень напряжения	кВ		
3	Ценовая категория	—		
4	Диапазон по максимальной мощности энергопринимающих устройств	МВт		
5	Объем покупной энергии	млн кВт·ч		
6	Объем заявленной (расчетной) мощности	МВт		
7	Тариф средневзвешенный одноставочный без НДС	руб./тыс. кВт·ч		

Окончание табл. 7

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествую- щий году расчета	План на после- дующий период
8	Ставка за мощность без НДС	руб./МВт в месяц		
9	Ставка за энергию без НДС	руб./тыс. кВт·ч		
10	Затраты на покупку мощности без НДС	тыс. руб./ год		
11	Затраты на покупку энергии без НДС	тыс. руб./ год		
12	Всего затраты на электроэнер- гию без НДС	тыс. руб./ год		

Таблица 8

Расходы на воду (теплоноситель)

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествую- щий году расчета	План на после- дующий период
1	Наименование поставщика воды	—		
2	Расчетный годовой объем В том числе:	тыс. м ³		
2.1	с 01.01 по 01.07	тыс. м ³		
2.2	с 01.07. по 31.12	тыс. м ³		
3	Средний тариф без НДС В том числе:	руб./м ³		
3.1	с 01.01 по 01.07	руб./м ³		
3.2	с 01.07 по 31.12	руб./м ³		
4	Затраты на покупку воды в год без НДС	тыс. руб.		

Таблица 9

Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1	Численность ППП (промышленно-производственного персонала)	чел.		
2	Среднемесячная оплата труда на одного человека	руб./мес./чел.		
2.1	Средний оклад	руб./мес./чел.		
2.2	Выплаты по районному коэффициенту			
2.2.1	Процент выплаты	%		
2.2.2	Сумма выплат	руб./мес./чел.		
2.3	Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб./мес./чел.		
3	Количество месяцев	—		
4	ФОТ (п. 1 × п. 2.3 × п. 3)/1000	тыс. руб.		
5	Отчисления на социальное страхование			
5.1	Процент отчисления страховых взносов в соответствии с действующим законодательством	%		
5.1.1	В том числе процент отчислений в соответствии с классом организации согласно уведомлению о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	%		
5.2	Итого сумма отчислений на социальное страхование (п. 4 × п. 5.1)	тыс. руб.		

Таблица 10

**Расчет амортизационных отчислений
на полное восстановление основных средств**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1	Балансовая (восстановительная) стоимость основных средств на начало периода	тыс. руб.		
1.1	Здания	тыс. руб.		
1.2	Сооружения	тыс. руб.		
1.3	Передаточные устройства	тыс. руб.		
1.4	Машины и оборудование	тыс. руб.		
1.5	Транспортные средства	тыс. руб.		
1.6	Инструмент	тыс. руб.		
1.7	Производственный инвентарь	тыс. руб.		
1.8	Прочие основные производственные фонды	тыс. руб.		
2	Ввод основных производственных фондов	тыс. руб.		
2.1	Здания	тыс. руб.		
2.2	Сооружения	тыс. руб.		
2.3	Передаточные устройства	тыс. руб.		
2.4	Машины и оборудование	тыс. руб.		
2.5	Транспортные средства	тыс. руб.		
2.6	Инструмент	тыс. руб.		
2.7	Производственный инвентарь	тыс. руб.		
2.8	Прочие основные производственные фонды	тыс. руб.		
3	Выбытие основных производственных фондов	тыс. руб.		
3.1	Здания	тыс. руб.		
3.2	Сооружения	тыс. руб.		
3.3	Передаточные устройства	тыс. руб.		
3.4	Машины и оборудование	тыс. руб.		
3.5	Транспортные средства	тыс. руб.		

Продолжение табл. 10

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
3.6	Инструмент	тыс. руб.		
3.7	Производственный инвентарь	тыс. руб.		
3.8	Прочие основные производственные фонды	тыс. руб.		
4	Среднегодовая балансовая стоимость основных производственных фондов	тыс. руб.		
4.1	Здания	тыс. руб.		
4.2	Сооружения	тыс. руб.		
4.3	Передаточные устройства	тыс. руб.		
4.4	Машины и оборудование	тыс. руб.		
4.5	Транспортные средства	тыс. руб.		
4.6	Инструмент	тыс. руб.		
4.7	Производственный инвентарь	тыс. руб.		
4.8	Прочие основные производственные фонды	тыс. руб.		
5	Норма амортизационных отчислений			
5.1	Здания	%		
5.2	Сооружения	%		
5.3	Передаточные устройства	%		
5.4	Машины и оборудование	%		
5.5	Транспортные средства	%		
5.6	Инструмент	%		
5.7	Производственный инвентарь	%		
5.8	Прочие основные производственные фонды	%		
6	Сумма амортизационных отчислений	тыс. руб.		
6.1	Здания	тыс. руб.		
6.2	Сооружения	тыс. руб.		
6.3	Передаточные устройства	тыс. руб.		

Окончание табл. 10

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
6.4	Машины и оборудование	тыс. руб.		
6.5	Транспортные средства	тыс. руб.		
6.6	Инструмент	тыс. руб.		
6.7	Производственный инвентарь	тыс. руб.		
6.8	Прочие основные производственные фонды	тыс. руб.		

Таблица 11

Расходы на ремонт основных средств

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1	Балансовая (восстановительная) стоимость основных средств на начало периода	тыс. руб.		
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.		
3	Норматив расходов на ремонт в процентах от балансовой стоимости основных средств	%		

Таблица 12

Цеховые и общехозяйственные расходы

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1	Затраты на заработную плату цехового и общехозяйственного персонала с отчислениями на социальные нужды	тыс. руб.		

Окончание табл. 12

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1.1	Справочно: средняя заработная плата одного работника	руб./мес./чел.		
1.2	численность работников, относящихся к цеховому и общехозяйственному персоналу	чел.		
2	Прочие цеховые и общехозяйственные расходы без НДС	тыс. руб.		
3	Итого цеховые и общехозяйственные расходы без НДС	тыс. руб.		
4	Наименование базы, относительно которой распределяются цеховые и общехозяйственные расходы согласно учетной политике (например, численность ППП, величина прямых расходов и т. п.)	—		
5	Величина базы, относительно которой распределяются цеховые и общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	чел. (тыс. руб.)		
5.1	то же в затратах на производство (передачу) тепловой энергии	чел. (тыс. руб.)		
6	Отношение цеховых и общехозяйственных расходов к базе их распределения (п. 3/п. 5)	тыс. руб./чел., тыс. руб./тыс. руб.		
7	Цеховые и общехозяйственные расходы, относимые на затраты по производству (передаче) тепловой энергии (п. 6 × п. 5.1)	тыс. руб.		

Таблица 13

Расчет налога на имущество

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Фактиче- ские данные за год, пред- шествующий году расчета	План на по- следующий период
1	Балансовая (восстанови- тельная) стоимость основ- ных средств на начало пе- риода	тыс. руб.		
2	Остаточная стоимость ос- новных средств на начало периода	тыс. руб.		
3	Амортизация основных средств за период	тыс. руб.		
4	Остаточная стоимость ос- новных средств на конец пе- риода	тыс. руб.		
5	Среднегодовая остаточная стоимость основных средств	тыс. руб.		
6	Ставка налога на имущество	% годовых		
7	Величина налога на иму- щество	тыс. руб.		

Таблица 14

Калькуляция себестоимости тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на после- дующий период
1	Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), тыс. руб. без НДС, всего		
1.1	Прямые расходы, всего В том числе:		
1.1.1	Расходы на топливо		
1.1.2	Расходы на электрическую энергию		

Продолжение табл. 14

№ п/п	Наименование показателя	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1.1.2.1	Цена		
1.1.2.2	Объем		
1.1.3	Расходы на воду, теплоноситель		
1.1.3.1	Цена		
1.1.3.2	Объем		
1.1.4	Расходы на покупаемую тепловую энергию		
1.1.4.1	Цена		
1.1.4.2	Объем		
1.1.5	Амортизация основных средств		
1.1.6	Оплата труда		
1.1.6.1	Средняя заработная плата		
1.1.6.2	Численность персонала		
1.1.7	Отчисления на социальные нужды		
1.1.8	Ремонт основных средств		
1.1.9	Арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи		
1.1.10	Расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями		
1.1.11	Прочие расходы, относимые на производство (передачу) тепловой энергии в соответствии с учетной политикой организации		
1.2	Косвенные расходы, всего В том числе:		
1.2.1	цеховые и общехозяйственные расходы		
1.3	Другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, в том числе следующие налоги и обязательные платежи:		

Окончание табл. 14

№ п/п	Наименование показателя	Фактические данные за год, предшествующий году расчета	План на последующий период
1.3.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов		
1.3.2	расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль		
1.3.3	налог на имущество организаций		
1.3.4	земельный налог		
1.3.5	транспортный налог		
1.3.6	водный налог		
1.3.7	налог, уплачиваемый в связи с применением упрощенной системы налогообложения		
1.3.8	прочие налоги		
2	Внереализационные расходы, всего В том числе:		
2.1	расходы на вывод из эксплуатации (в том числе на консервацию) и вывод из консервации		
2.2	расходы по сомнительным долгам		
2.3	расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива		
2.4	другие обоснованные расходы		
3	Себестоимость тепловой энергии		
4	Выработка тепловой энергии, Гкал/год		
5	Себестоимость 1 Гкал выработанной тепловой энергии, руб./Гкал без НДС		

Финансовый план

Цель данного раздела — дать финансовое обоснование возможности реализации проекта, описать имеющиеся и необходимые объемы источников финансирования, структуру и стоимость инвестируемого в проект капитала, срок и порядок возврата средств за счет генерации денежных потоков при эксплуатации проекта.

Приводятся следующие данные:

- нормативы и исходные данные для финансовых расчетов (прогноз инфляции по следующим основным отдельным составляющим: цена продукции, прямые издержки (стоимость топлива, электроэнергии, воды), заработная плата, общие издержки, недвижимость; прогноз курса валюты; прогноз изменения стоимости краткосрочных заимствований; планируемая процентная ставка по долгосрочному кредиту, доля заемных средств);
- расчет необходимых инвестиций в период освоения с учетом динамики их распределения по месяцам;
- расчет экономического эффекта от реализации проекта в постоянных ценах по составляющим, которые не будут изменяться в течение периода реализации проекта;
- план доходов и расходов с учетом налогообложения в постоянных ценах и в текущих ценах (с учетом инфляции);
- план денежных поступлений и выплат в текущих ценах с расчетом НДС (при необходимости), суммарного денежного потока, плана привлечения и возврата кредитных ресурсов;
- экономическая оценка.

Эффективность проекта оценивается с помощью следующих критериев:

- дисконтный срок окупаемости проекта (DPBP = Discounted Pay Back Period);
- чистая дисконтированная стоимость проекта (NPV — Net Present Value);
- внутренняя норма доходности (IRR — Internal Rate of Return).

Для оценки величины критического объема производства (при котором прибыль равна нулю) можно также построить график безубыточности, основывающийся на плане доходов и расходов для ситуации с проектом.

Оценка риска

Цель данного раздела — дать обоснованное заключение о возможности реализации проекта при неблагоприятных изменяющихся внешних условиях, выявить факторы, влияющие на успех реализации проекта, оценить степень защищенности проекта от влияния неблагоприятных обстоятельств.

Приводятся следующие данные:

- обоснование ставки дисконтирования с учетом риска;
- перечень возможных факторов риска (политические, рыночные, технологические) и соответствующий перечень мероприятий для защиты от каждого конкретного риска, присущего данному проекту;
- величина «запаса прочности», определяемая на основе графика безубыточности;
- анализ чувствительности проекта к изменению внешних условий (инфляции, процента за кредит, схемы налогообложения).

Контрольные вопросы

1. Какие основные разделы содержит инвестиционная программа?
2. Каковы особенности составления инвестиционной программы в теплоэнергетике?
3. Какие расчеты содержатся и какие показатели определяются в финансовом плане инвестиционной программы?

Глава 3. Определение себестоимости производства тепловой энергии, необходимой валовой выручки и тарифа на тепловую энергию

При расчете отдельных составляющих себестоимости тепловой энергии можно руководствоваться методическими указаниями по расчету тарифов в сфере теплоснабжения, утвержденными приказом ФСТ России [30].

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие составляющие:

- 1) расходы на топливо;
- 2) расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы, холодную воду, теплоноситель;
- 3) расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) расходы на сырье и материалы;
- 5) расходы на ремонт основных средств, выполняемый подрядным способом;
- 6) оплата труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) амортизация основных средств и нематериальных активов;
- 8) расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями;

- 9) расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг;
- 10) плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов;
- 11) арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи;
- 12) расходы на служебные командировки;
- 13) расходы на обучение персонала;
- 14) расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль;
- 15) другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, в том числе налоговые платежи (налог на имущество организаций, земельный налог, транспортный налог, водный налог, прочие налоги), расходы по охране труда и технике безопасности, расходы на канцелярские товары.

Расходы на ремонт основных средств, осуществляемый хозяйственным способом, включаются в соответствующие составляющие расходов, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности.

Внереализационные расходы, включаемые в состав себестоимости производства тепловой энергии, содержат в том числе:

- 1) расходы по сомнительным долгам, определяемые в отношении единых теплоснабжающих организаций, в размере фактической дебиторской задолженности населения, но не более 2 % необходимой валовой выручки, относимой на население и приравненных к нему категорий потребителей, установленной для регулируемой организации на предыдущий расчетный период регулирования;
- 2) расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива, включая расходы по обслуживанию заемных средств, привлекаемых для этих целей;
- 3) расходы на вывод из эксплуатации (в том числе на консервацию) и вывод из консервации производственных объектов;
- 4) другие обоснованные расходы, в том числе расходы на услуги банков, расходы на обслуживание заемных средств, определяе-

мые органами регулирования в размере, не превышающем сумму выплаты процентов, рассчитанную исходя из ключевой ставки Банка России, увеличенной на 4 процентных пункта.

Рассмотрим далее алгоритм определения отдельных составляющих себестоимости.

3.1. Расходы на топливо

Расходы на топливо C_f рекомендуется рассчитывать по выражению

$$C_f = b \cdot Q \cdot P_f \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб. в год,} \quad (10)$$

где b — удельный расход натурального топлива на выработку тепловой энергии, кг/Гкал ($\text{м}^3/\text{Гкал}$); Q — выработка тепловой энергии за год, Гкал/год; P_f — цена топлива с учетом транспортировки, снабженческо-сбытовой надбавки и пр., руб./кг (руб./ м^3) без НДС.

Если топливом служит природный газ, то его цена складывается из оптовой цены на газ для конкретного субъекта Российской Федерации, тарифа на транспортировку газа газораспределительной организации (ГРО), специальной надбавки ГРО для осуществления программ газификации и платы за снабженческо-сбытовые услуги организации, осуществляющей реализацию газа потребителям [31].

С 1 августа 2020 г. оптовые цены на газ для субъектов РФ утверждены Приказом ФАС № 638/20 от 10.07.2020 [32]. В частности, для Свердловской области оптовые цены на газ составляют: минимальное значение — 4091 руб./1000 м^3 без НДС, максимальное значение — 4167 руб./1000 м^3 без НДС. Необходимо учитывать, что данный уровень цен принят при нормативной теплоте сгорания газа, равной 7900 ккал/1000 м^3 . Если фактическая теплота сгорания отличается, то цена газа пересчитывается пропорционально отношению фактической теплоты сгорания к нормативной.

Тарифы на транспортировку ГРО в настоящее время утверждаются приказами Федеральной антимонопольной службы отдельно для каждой газораспределительной организации. В приложении 2 приведены тарифы на транспортировку для ГРО Свердловской области на основании приказов ФАС [33–38].

Специальная надбавка для осуществления программ газификации утверждается постановлением РЭК Свердловской области [39]. Так, на 2020 г. в соответствии с постановлением действуют специальные надбавки, представленные в табл. 15.

Таблица 15

**Специальные надбавки к тарифам на транспортировку газа
газораспределительными организациями
для финансирования программ газификации в 2020 г. (без НДС)**

Наименование газораспределительной организации	Единица измерения	Специальная надбавка с учетом дополнительных налоговых платежей (налога на прибыль)
Акционерное общество «Газпром газораспределение Екатеринбург» (г. Екатеринбург)	руб./1000 м ³	35,55
Акционерное общество «ГАЗЭКС» (г. Каменск-Уральский)	руб./1000 м ³	46,41
Акционерное общество «Екатеринбурггаз» (г. Екатеринбург)	руб./1000 м ³	63,82
Государственное унитарное предприятие Свердловской области «Газовые сети» (г. Екатеринбург)	руб./1000 м ³	4,50

Плата за снабженческо-сбытовые услуги организаций АО «Уралсевергаз» и ООО «Газпром межрегионгаз Курган» на территории Свердловской области утверждена Приказом ФАС России № 304/16 от 23.03.2016 [40]. Величина платы представлена в табл. 16.

Таблица 16

**Плата за снабженческо-сбытовые услуги, включаемая
в цену газа для конечных потребителей на территории
Свердловской области (без НДС)**

Группа потребителей	Объем потребления газа, млн м ³ /год	Размер платы, руб./1000 м ³
1-я группа	Свыше 500	66,58
2-я группа	От 100 до 500 включительно	72,20
3-я группа	От 10 до 100 включительно	82,52

Окончание табл. 16

Группа потребителей	Объем потребления газа, млн м ³ /год	Размер платы, руб./1000 м ³
4-я группа	От 1 до 10 включительно	97,05
5-я группа	От 0,1 до 1 включительно	101,27
6-я группа	От 0,01 до 0,1 включительно	105,97
7-я группа	До 0,01 включительно	110,65

3.2. Расходы на электроэнергию

Расходы на электроэнергию C_e , потребляемую в процессе производства тепловой энергии, можно определить по выражению

$$C_e = V_e \cdot P_e \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб. в год,} \quad (11)$$

где V_e — объем потребления электроэнергии, кВт·ч/год; P_e — средневзвешенная цена покупки электроэнергии, руб./кВт·ч без НДС.

Ценообразование в электроэнергетике на основании постановления Правительства РФ [41] является рыночным, электрическая энергия (мощность) продается по нерегулируемым ценам, за исключением продажи электрической энергии (мощности) населению и приравненным к нему категориям потребителей.

Расчет цен на электроэнергию на плановый период может производиться на основании фактических цен покупки электроэнергии в базовом периоде с учетом индексации. При отсутствии фактических данных необходимо руководствоваться информацией о ценах реализации электроэнергии сбытовой организацией, с которой будет заключен договор на поставку электроэнергии. Данная информация размещается на сайтах гарантирующих поставщиков. Например, в Свердловской области информация о фактических ценах поставки электроэнергии Свердловским филиалом АО «ЭнергосбыТ Плюс» находится на сайте организации [42], информация о ценах поставки АО «Екатеринбургэнергосбыт» — также на сайте организации [43]. В качестве примера в табл. 17 приведены фактические данные о нерегулируемых ценах на электроэнергию, поставляемую в октябре 2020 г. по договорам энергоснабжения для потребителей 1 ценовой категории

(с максимальной мощностью энергопринимающих устройств менее 670 кВт).

Таблица 17

**Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию
(мощность) в октябре 2020 г., руб./МВт·ч (без НДС)**

Поставщик электроэнергии	Уровень напряжения			
	Высокое (110 кВ и выше)	Среднее первое (35 кВ)	Среднее второе (от 20 до 1 кВ)	Низкое (0,4 кВ и ниже)
Свердловский филиал АО «ЭнергосбыТ Плюс»	3 895,00	4 686,01	5 625,82	6 326,04
АО «Екатеринбургэнергосбыт»	3 854,47	4 645,48	5 585,29	6 285,51

3.3. Расходы на воду

На себестоимость производства тепловой энергии относят расходы на воду (теплоноситель) только в части заполнения и подпитки теплового контура котельной. Величину расходов на воду (теплоноситель) C_w рекомендуется определять по выражению

$$C_w = V_w \cdot P_w \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб. в год,} \quad (12)$$

где V_w — объем потребления воды, м³/год; P_w — цена на воду (теплоноситель), руб./м³ без НДС.

Цены на воду подлежат государственному регулированию. В 2020–2023 гг. действуют цены, утвержденные Постановлением РЭК Свердловской области № 282-ПК от 11.12.2018 г. [44].

В качестве примера в табл. 18 приведены цены (тарифы) на воду, утвержденные для одной из водоснабжающих организаций г. Екатеринбурга.

В том случае, если для нужд производства тепловой энергии закупается специально подготовленный теплоноситель, в качестве цены воды нужно использовать цену на теплоноситель, которая также утверждается постановлениями РЭК Свердловской области.

Таблица 18

**Тарифы на услуги холодного водоснабжения и водоотведения
ООО «Водоканал-59» (г. Екатеринбург) для потребителей Свердловской области**

Регулируемый тариф	Период действия тарифа	Размер платы (без НДС), руб./м ³
Питьевая вода	с 01.01.2019 по 30.06.2019	35,76
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	36,85
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	36,85
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	38,91
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	33,68
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	34,93
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	34,93
	с 01.07.2022 по 31.12.2022	35,21
	с 01.01.2023 по 30.06.2023	35,21
	с 01.07.2023 по 31.12.2023	36,50
Техническая вода	с 01.01.2019 по 30.06.2019	4,72
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	6,91
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	6,91
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	7,20
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	5,82
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	6,05
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	6,05
	с 01.07.2022 по 31.12.2022	6,09
	с 01.01.2023 по 30.06.2023	6,09
	с 01.07.2023 по 31.12.2023	6,32
Водоотведение	с 01.01.2019 по 30.06.2019	13,69
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	14,46
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	14,20
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	14,20
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	13,54
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	13,97
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	13,97
	с 01.07.2022 по 31.12.2022	14,10
	с 01.01.2023 по 30.06.2023	14,10
	с 01.07.2023 по 31.12.2023	14,54

Окончание табл. 18

Регулируемый тариф	Период действия тарифа	Размер платы (без НДС), руб./м ³
Транспортировка сточных вод	с 01.01.2019 по 30.06.2019	1,40
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	1,40
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	1,40
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	1,44
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	1,46
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	1,46
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1,46
	с 01.07.2022 по 31.12.2022	1,51
	с 01.01.2023 по 30.06.2023	1,51
	с 01.07.2023 по 31.12.2023	1,52

В 2021 г. будут действовать цены (тарифы) на теплоноситель, утвержденные Постановлениями РЭК № 127-ПК от 28.10.2020 г. [45] и № 138-ПК от 11.11.2020 г. [46]. При покупке теплоносителя расходы на реагенты для водоподготовки в расчете себестоимости не учитываются.

3.4. Расходы на реагенты

Расходы на реагенты C_r определяются в случае приобретения организацией сырой (питьевой) воды и необходимости водоподготовки для производства тепловой энергии по следующему выражению:

$$C_r = \left(\sum_{j=1}^n V_{rj} \cdot P_{rj} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб. в год,} \quad (13)$$

где V_{rj} — объем потребления j -го реагента, кг/год; P_{rj} — цена на j -й реагент, руб./кг без НДС.

При отсутствии исходной информации по необходимому и/или фактическому объему реагентов можно укрупненно принимать величину расходов на реагенты в размере 10 руб./т воды без НДС в ценах 2020 г.

Если организация приобретает теплоноситель, уже прошедший водоподготовку, то расходы на реагенты в себестоимости производства тепловой энергии не учитываются.

3.5. Расходы на ремонт основных средств

Как правило, в рамках инвестиционной программы рассматриваются инвестиционные мероприятия, целью которых является новое строительство либо модернизация (реконструкция) объектов теплоснабжения с заменой изношенных основных средств на новые. В этом случае в первые годы реализации инвестиционной программы расходы на текущий и капитальный ремонт основных средств минимальны или отсутствуют, а в дальнейшем должны быть запланированы, исходя из программы регламентных ремонтных работ, утвержденной в конкретной организации и разработанной на основе Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Минэнерго РФ № 115 от 24.03.2003 [47].

В настоящее время нормативными документами предусмотрено, что теплоэнергетические предприятия должны разрабатывать внутренние документы, приказы, которыми закрепляется продолжительность межремонтного цикла, длительность ремонтов, виды и содержание ремонтных работ по конкретному предприятию на основе отраслевых стандартов. Ориентировочно оценить необходимые параметры ремонтных работ для расчета себестоимости тепловой энергии в инвестиционной программе можно на основе утвержденного заместителем министра топлива и энергетики Российской Федерации А. Ф. Дьяковым руководящего нормативного документа «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» [48], разработанного АО «Фирма ОР-ГРЭС» и введенного в 1993 г. В приложении 3 приведены нормы продолжительности ремонтов и нормативное количество ремонтов для паровых котлов электростанций. Эти же нормы могут быть применены и к оборудованию водогрейных котельных. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости котельной можно определить на основе документа «Нормативы затрат на ремонт в процентах

от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций» [49], утвержденного РАО «ЕЭС России» в 2003 г. В приложении 4 приведены нормативы затрат на ремонт для основных видов теплоэнергетического оборудования на основе вышеуказанного документа. Так, для котельных установок норматив затрат на текущий ремонт и техобслуживание равен 2,09 % от балансовой стоимости, на капитальный ремонт — 4,29 %. Расходы на средний ремонт для целей инвестиционной программы можно принять равными расходам на текущий ремонт.

При расчете расходов на ремонт по вновь построенной (реконструированной) котельной в рамках инвестиционной программы можно принять распределение ремонтов по видам в течение амортизационного периода согласно приложению 3 с учетом непроведения ремонтов в первый год после ввода котельной в эксплуатацию: 1 год после ввода в эксплуатацию — ремонтов нет; 2 год — текущий ремонт; 3 год — текущий ремонт; 4 год — средний и текущий ремонты; 5 год — текущий ремонт; 6 год — капитальный ремонт; далее — текущий ремонт и т. д.

Принимая срок полезного использования блочно-модульной котельной равным 10 годам, можно рассчитать средний норматив расходов на ремонт для включения в состав расходов в целях определения необходимой валовой выручки и тарифа на тепловую энергию. Расчет норматива годовых затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости котельной по годам эксплуатации:

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Итого
Величина норматива	—	2,09 %	2,09 %	4,18 %	2,09 %	4,29 %	2,09 %	2,09 %	4,18 %	2,09 %	2,52 %

Для возможности проведения различных видов ремонта (текущего, среднего, капитального) на предприятии целесообразно создать ремонтный фонд и ежегодно пополнять его, производя отчисления по утвержденному нормативу. В этом случае расходы на ремонт каждый год будут прогнозируемыми и соответствующими величине, учтенной в тарифе.

3.6. Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды

Расходы на оплату труда промышленно-производственного персонала (ППП) C_l определяются по выражению

$$C_l = N_p \cdot L_{pm} \cdot 12 \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб. в год,} \quad (14)$$

где N_p — численность ППП, чел.; L_{pm} — средняя заработная плата ППП, руб./чел./мес.

Численность ППП для неавтоматизированных котельных можно принять по данным, указанным в табл. 19 [50].

Таблица 19

**Штатные коэффициенты для районных котельных
(эксплуатационный персонал), чел./(ГДж/ч)**

Мощность котельной, ГДж/ч	Топливо	
	Уголь	Газ
200 и менее	0,216	0,132
400	0,157	0,115
800	0,107	0,067
1200	0,086	0,048
1600	0,069	0,036
2000	0,055	0,029
2500	0,050	0,024

Для автоматизированных котельных потребности в таком количестве персонала нет, но необходимо предусмотреть аварийно-диспетчерскую службу с количеством промышленно-производственного персонала минимум 4 чел.

Среднюю заработную плату принимают по фактическим данным предприятия. При отсутствии данных можно ориентироваться на среднюю величину заработной платы по Свердловской области по данным Управления Федеральной службы государственной статистики по Свердловской и Курганской области [51]. Величина средней заработной платы в Свердловской области в 2020 г. с учетом уральского коэффициента 1,15:

Месяц	Январь	Фев- раль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август
Зарплата, руб./мес.	41080,0	40941,1	42066,5	41114,3	44012,2	43900,8	41649,9	41199,1

Отчисления на социальные нужды — это страховые взносы во внебюджетные фонды, которые уплачивает работодатель, производящий выплату заработной платы работникам. Плательщиками страховых взносов являются организации, производящие выплаты в пользу физических лиц.

Объектом обложения страховыми взносами являются выплаты в пользу физических лиц в рамках трудовых отношений по гражданско-правовым и прочим договорам.

В настоящее время применяются следующие тарифы страховых взносов:

1) на обязательное пенсионное страхование:

- в пределах установленной предельной величины базы для исчисления страховых взносов на обязательное пенсионное страхование — 22 %;
- свыше установленной предельной величины базы для исчисления страховых взносов на обязательное пенсионное страхование (составляющей в 2020 г. на 1 человека 1 292 000 р.) — 10 %;

2) на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством в пределах установленной предельной величины базы для исчисления страховых взносов по данному виду страхования — 2,9 %; на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности в отношении выплат и иных вознаграждений в пользу иностранных граждан и лиц без гражданства, временно пребывающих в Российской Федерации, в пределах установленной предельной величины базы для исчисления страховых взносов по данному виду страхования — 1,8 %;

3) на обязательное медицинское страхование — 5,1 %.

В общем случае процент страховых взносов составляет $22 + 2,9 + 5,1 = 30\%$ от суммы начисленной заработной платы за период.

Дополнительно есть взносы от несчастных случаев, «на травматизм», которые различны для различных отраслей промышленности и зависят от класса профессионального риска. Согласно приказу

Минтруда России [52] класс профессионального риска для предприятий теплоэнергетики — 1, поэтому на основании Федерального закона [53] тариф составляет 0,2.

Итоговый процент отчислений на социальные нужды (страховых взносов) составляет 30,2 % от фонда оплаты труда.

3.7. Амортизация оборудования. Цеховые и общехозяйственные расходы. Налог на имущество

Определение величины амортизационных отчислений необходимо производить по методике, изложенной в главе 1.

Величина цеховых и общехозяйственных расходов складывается из расходов на заработную плату управленческого и вспомогательного персонала, отчислений на социальные нужды с этой заработной платы, а также прочих цеховых и общехозяйственных расходов.

Расходы на заработную плату цехового и управленческого персонала можно определить по выражению, аналогичному расчету расходов на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП). Численность персонала необходимо принимать в соответствии с утвержденным на предприятии штатным расписанием. При отсутствии данной информации укрупненно можно принять численность данного персонала равной 20–30 % от численности ППП. Средняя заработная плата этого персонала, как правило, выше средней заработной платы ППП на 30–50 %.

Прочие цеховые и общехозяйственные расходы — это расходы:

- на амортизацию зданий и сооружений, кроме технологического оборудования (например, здание административного корпуса теплоэнергетического предприятия и пр.);
- ремонт этих основных средств;
- аренду, лизинг;
- канцелярские товары, услуги, страхование, плату за выбросы и пр.

Суммарно величину данных расходов можно принять на уровне 7–10 % от суммы расходов на топливо, электроэнергию, воду, заработную плату ППП с отчислениями, амортизацию оборудования. Необходимо иметь в виду, что на прочие цеховые и общехозяйственные

расходы начисляется НДС (если предприятие работает на общей системе налогообложения), учет расходов с НДС необходим при анализе денежных потоков. Расчет себестоимости продукции производится без учета НДС.

Если цеховые и общехозяйственные расходы рассчитываются по штатному расписанию и общей смете расходов по предприятию и если у теплоэнергетического предприятия имеется несколько котельных, то величину цеховых и общехозяйственных расходов необходимо распределить между котельными, для того чтобы корректно рассчитать себестоимость продукции конкретной котельной. Распределение осуществляется по базовому показателю. Таким показателем, как правило, выступает численность ППП, либо выручка от реализации конкретной котельной, либо (реже) сумма прямых расходов.

Если определение цеховых и общехозяйственных расходов осуществляется укрупненно, с применением коэффициентов к прямым расходам конкретной котельной, то распределение осуществлять не нужно.

Налог на имущество определяется по методике, изложенной в главе 1.

3.8. Определение суммы процентов по заемным средствам

В состав необходимой валовой выручки (НВВ) от реализации тепловой энергии нормативными документами [29–30] предусмотрено включение суммы процентов за пользование заемными средствами (кредитными ресурсами), причем процентная ставка принимается в размере не более ключевой ставки, увеличенной на 4 процентных пункта. В ноябре 2020 г. ключевая ставка равна 4,25 % годовых, следовательно, в расчете НВВ можно учесть сумму процентов, исходя из процентной ставки 8,25 % годовых. Эта ставка меньше, чем средняя процентная ставка по кредитам банков (от 9 до 14 % годовых).

Сумма процентов C_r определяется по выражению

$$C_r = r \cdot \frac{L_r}{12} \cdot 10^{-2}, \text{ тыс. руб. в месяц,} \quad (15)$$

где r — процентная ставка по кредиту, % годовых; L_r — остаток кредита на начало месяца, тыс. руб.

При расчете суммы процентов, включаемых в состав НВВ, необходимо иметь в виду, что сумма кредита принимается исходя из заданной схемы финансирования с учетом того обстоятельства, что максимальная величина кредитных ресурсов, которая может быть одобрена кредитной организацией, составляет не более 60–70 % от суммы инвестиций. Поэтому в расчет НВВ сумма кредита (при наличии соответствующего кредитного договора) включается в размере не более 60–70 % от суммы инвестиций без НДС, так как НДС, оплаченный в составе инвестиционных расходов, подлежит полному возмещению из бюджета либо путем непосредственного возврата из бюджета, либо путем зачета НДС в период реализации проекта.

Сумма всех расходов в пп. 3.1–3.10 данной главы формирует себестоимость производства тепловой энергии $C_{те}$.

3.9. Себестоимость и необходимая валовая выручка

Для определения необходимой валовой выручки и величины тарифа на отпущенную тепловую энергию к себестоимости необходимо добавить расходы, относимые на прибыль после налогообложения [29–30], а именно: расходы на капитальные вложения, выплаты работникам по коллективному договору (при его наличии). Согласно постановлению РЭК [29], расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль, в том числе расходы на капитальные вложения (инвестиции), определяются в размере, не превышающем 7 % от запланированных на соответствующий расчетный период регулирования расходов, уменьшающих налоговую базу налога на прибыль организаций.

По сути, расходы из прибыли равны нормативной величине прибыли P , которая может быть включена в необходимую валовую выручку.

Далее к сумме себестоимости и расходов, относимых на прибыль, добавляется налог на прибыль, и рассчитывается необходимая валовая выручка (НВВ).

Налог на прибыль T_p определяется следующим образом:

$$T_p = \frac{t \cdot P}{1 - t}, \text{ тыс. руб. в год,} \quad (16)$$

где t — ставка налога на прибыль, составляющая в 2020 г. 0,2 (20 %);
 P — нормативная прибыль, величина которой равна сумме расходов из прибыли, тыс. руб. в год.

Таким образом, необходимая валовая выручка GS определяется по выражению

$$GS = C_{\text{те}} + P + T_p, \text{ тыс. руб. в год.} \quad (17)$$

Величину тарифа на отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной T_e можно рассчитать по выражению

$$T_e = \frac{GS \cdot 1000}{Q \cdot (1 - l)}, \text{ руб/Гкал без НДС,} \quad (18)$$

где l — величина суммарных потерь тепловой энергии в котельной, в долях от единицы.

Контрольные вопросы

1. Какие виды расходов включаются в себестоимость тепловой энергии?
2. Как рассчитываются расходы на топливо, электроэнергию, заработную плату персонала?
3. Каковы особенности учета процентов по заемным средствам и необходимой прибыли при формировании тарифов на тепловую энергию?

Глава 4. Определение экономической эффективности и окупаемости проекта

4.1. Экономический эффект от реализации проекта

Экономический эффект от реализации проекта рассчитывается с НДС и без НДС. Величина с НДС используется для прогнозирования движения денежных средств. Величина без НДС является основой для построения прогноза прибылей и убытков. Экономический эффект определяется следующим образом.

В случае строительства новой котельной для подключения новых потребителей экономический эффект определяется как разница между выручкой (с НДС и без НДС) и расходами, формирующими себестоимость производства тепловой энергии, кроме амортизации, процентов по кредиту, налога на имущество и налога на прибыль.

В случае реализации проекта замены, реконструкции, модернизации оборудования на существующей котельной, а также строительства новой котельной вместо существующей (при условии, что новая и существующая котельные эксплуатируются одной организацией) необходимо проанализировать выручку и расходы до проекта и после проекта. Экономический эффект будет рассчитываться как разница расходов до и после проекта + разница выручки после и до проекта. При расчете экономического эффекта также не учитываются амортизация, проценты по кредиту, налог на имущество и налог на прибыль.

Величина экономического эффекта с НДС используется в дальнейших расчетах критериев эффективности проекта в качестве **денежного потока от реализации проекта**. Величина экономического эффекта без НДС является базой для расчета налога на прибыль в динамике.

4.2. Основные критерии эффективности инвестиций

Известно несколько критериев оценки эффективности инвестиций (см. подробнее в работах В. А. Мунц [28, 57], И. В. Кольцовой [54], П. Л. Виленского [55], В. Беренса [56], на сайте Федеральной службы государственной статистики [59]), в большинстве из них используется метод дисконтирования. Рассмотрим наиболее употребляемые критерии.

Чистая дисконтированная стоимость NPV (Net Present Value) — это суммарный дисконтированный денежный поток от эксплуатации проекта за вычетом суммарных дисконтированных капиталовложений в проект.

Критерий NPV показывает, какая прибыль может быть накоплена для распределения между учредителями предприятия, реализующего проект, к моменту завершения проекта, уже после возврата всех инвестируемых (заемных и собственных) средств. Величина NPV рассчитывается по выражению

$$NPV = \sum_{j=0}^T (CF_j - I_j) \cdot k_{dj}, \text{ тыс. руб.}, \quad (19)$$

где CF_j — величина денежного потока от инвестиций, полученная в j -й год; I_j — величина капиталовложений в j -том году; T — срок жизни проекта; k_{dj} — коэффициент дисконтирования.

Коэффициент дисконтирования при постоянной ставке дисконтирования в течение срока жизни проекта определяется по выражению

$$k_{dj} = \frac{1}{(1+r)^j}, \text{ доли единицы}, \quad (20)$$

где r — годовая ставка дисконтирования, доли единицы.

Проект считается эффективным при $NPV > 0$.

Дисконтный срок окупаемости DPBP (Discount Payback Period) — это период времени, по истечении которого суммарный дисконтированный денежный поток становится равным суммарным дисконтированным капиталовложениям в проект.

Цель расчета срока окупаемости — определение момента полного возврата инвестиций, вложенных в проект.

Дисконтный срок окупаемости DPBP проекта определяется по выражению

$$\sum_{j=0}^{DPPB} (CF_j - I_j) \cdot k_{dj} = 0. \quad (21)$$

Проект считается эффективным, если срок окупаемости меньше определенной приемлемой величины и, естественно, меньше срока жизни проекта.

Внутренняя норма прибыли IRR (Internal Rate of Return) — это такая ставка дисконтирования, при которой суммарный дисконтированный денежный поток от эксплуатации проекта становится равным суммарным дисконтированным капиталовложениям в проект только по истечении всего срока жизни проекта. Соответственно, справедливо уравнение

$$\sum_{j=0}^T (CF_j - I_j) \cdot \frac{1}{(1 + IRR)^j} = 0, \quad (22)$$

где IRR — внутренняя норма прибыли.

Внутренняя норма прибыли соответствует максимально возможной величине процентной ставки для финансирования данного проекта.

Значение критерия внутренней нормы прибыли заключается еще и в том, что этот показатель позволяет оценить, какую максимальную доходность можно ежегодно извлекать из проекта, если у инвесторов нет цели накопить какую-либо прибыль к концу срока жизни проекта. Извлечение дохода, равного внутренней норме прибыли, позволяет окупить проект к концу его эксплуатации и, следовательно, позволяет вложить средства в такой же новый проект после завершения предыдущего.

4.3. Особенности включения в инвестиционный анализ налога на добавленную стоимость

Российская специфика порядка уплаты налогов и сложности получения из бюджета возмещения излишне уплаченных налогов приводит к необходимости учитывать порядок уплаты налога на добавленную стоимость, хотя в традиционном инвестиционном анализе, основанном на западных моделях, такие «транзитные» налоги не принимаются во внимание.

Первое, на что следует обратить внимание при включении НДС в схему анализа, — это расчет сметной стоимости капиталовложений. Согласно российскому законодательству, налог на добавленную стоимость, возникающий при покупке оборудования, не включается в балансовую стоимость объекта и подлежит возмещению, а стоимость проектных и строительно-монтажных работ, выполняемых собственными силами, включается в стоимость капиталовложений в полном объеме (так же как начисляемые в период освоения проценты по кредиту, взятому под приобретение основных средств).

Вторая особенность, связанная с налогом на добавленную стоимость, — это сложность возмещения излишне уплаченного налога (например, при покупке основных средств) из бюджета. Согласно законодательству, излишне уплаченные суммы налога подлежат возмещению из бюджета или зачету в счет предстоящих платежей. Другими словами, в последнем случае предприятие освобождается от уплаты НДС в бюджет до тех пор, пока отрицательные накопившиеся суммы излишне уплаченного налога не будут погашены за счет накопления положительного сальдо НДС, постепенно образующегося при эксплуатации проекта.

Очевидно, что отслеживать и учитывать потоки НДС в инвестиционном анализе — достаточно трудоемкая процедура. Необходимо иметь в виду, что при реализации проекта на крупном предприятии, реализующем значительные объемы продукции, заведомо превышающие объем инвестиций в проект, можно не вводить потоки налога на добавленную стоимость в анализ проекта: образующийся при покупке оборудования отток НДС в данном случае возместится за счет положительного сальдо НДС от основных видов деятельности. Но чаще бывает ситуация, когда НДС необходимо учитывать, так как его воз-

мещение происходит не полностью. В полном объеме эти расчеты, безусловно, необходимо производить при новом строительстве.

Российское законодательство предусматривает при вложении инвестиционных ресурсов два варианта:

- непосредственное возмещение НДС в виде денежных средств из бюджета;
- зачет излишне уплаченного НДС в счет предстоящих платежей.

Инвестиции в основное средство включают в себя:

- проектные работы (сторонние организации с НДС или без НДС);
- приобретение основных средств (оборудования) у сторонних организаций с НДС;
- строительно-монтажные работы (сторонние организации с НДС);
- проценты по инвестиционному кредиту (без НДС);
- экспертизы (сторонние организации с НДС или без НДС);
- затраты службы технадзора компании (внутренние, без НДС).

Расчет НДС, подлежащего к уплате в бюджет, можно производить в следующем виде (табл. 20).

Таблица 20

**Расчет НДС к уплате в бюджет при реализации
инвестиционного проекта, тыс. руб.**

Показатель	Год						
	1	2	3	4	5	6	7
Инвестиции без НДС	400	400	—	—	—	—	—
Выручка без НДС	—	—	400	400	400	400	400
Сырье, материалы без НДС	—	—	150	150	150	150	150
НДС к уплате (по выручке)	—	—	72	72	72	72	72
НДС к возмещению (по инвестициям)	72	72	—	—	—	—	—
НДС к возмещению (по сырью)	—	—	27	27	27	27	27
Сальдо НДС	—72	—72	45	45	45	45	45
Накопленный НДС	—72	—144	—99	—54	—9	36	—
НДС в бюджет	0	0	0	0	0	36	45

Отсрочку уплаты НДС в бюджет по данной схеме можно не учитывать, если инвестиционный проект реализуется на крупном предприятии, объем выручки которого за определенный период существенно превышает объем инвестиций за этот же период.

Учет необходим при новом строительстве и реализации крупных инвестиционных проектов.

4.4. Определение стоимости капитала при использовании различных источников финансирования

При анализе источников инвестирования необходимо иметь в виду, что независимо от привлекательности проекта практически невозможно получить кредит на сумму, равную общей стоимости проекта. Поэтому инициатор проекта всегда должен рассчитывать на многообразные источники инвестиций, в том числе и на собственные средства.

Учитывая, что общая сумма инвестиций в проект складывается из собственного и заемного капитала с весовыми коэффициентами $\beta_{\text{ск}}$ и $\beta_{\text{зк}}$, запишем выражение для расчета средневзвешенной стоимости капитала (WACC):

$$\text{WACC} = \beta_{\text{ск}} \cdot r_{\text{ск}} + \beta_{\text{зк}} \cdot r_{\text{зк}} \cdot (1 - t), \quad (23)$$

где $r_{\text{ск}}$ и $r_{\text{зк}}$ — процентная ставка при использовании собственного и заемного капитала соответственно, в долях от единицы; t — «налоговый зонтик», равный ставке налога на прибыль (20 %). Необходимость учета налогообложения при расчете средневзвешенной стоимости капитала связана с тем, что проценты учитываются в составе затрат, уменьшающих налогооблагаемую базу. При этом денежный поток в обязательном порядке должен рассчитываться без учета процентов по инвестиционному кредиту.

Для практических расчетов в инвестиционной программе можно использовать следующие ориентировочные значения.

Стоимость заемного капитала равна средней процентной ставке по банковским кредитам для юридических лиц. При стопроцентной обеспеченности кредита залогом (в предположении, что в качестве залога будут использованы приобретаемые за счет кредитных ресурсов оборудование и основные средства) процентная ставка может быть

принята на уровне 9–14 % годовых. Стоимость собственного капитала для российских предприятий, акции которых обращаются на открытом рынке, принимается равной величине ежегодно выплачиваемых дивидендов, деленной на величину стоимости этих акций (величину уставного и добавочного капитала в бухгалтерском балансе предприятия). Как правило, небольшие теплоэнергетические предприятия не являются акционерными обществами, их акции не обращаются на рынке, и дивиденды не выплачиваются. В этом случае стоимость собственного капитала можно принять на минимальном уровне — равной коэффициенту инфляции.

Коэффициент инфляции принимается по открытым данным Росстата [59]. Так, по данным за октябрь 2020 г., годовой коэффициент инфляции в России составил 3,99 % годовых.

После определения величины WACC как средневзвешенной величины стоимости капитала с учетом банковского процента и стоимости собственных средств, необходимо определить дефлированную ставку дисконтирования (то есть ставку дисконтирования для расчета в постоянных ценах).

Ставка дисконтирования в постоянных ценах рассчитывается по формуле И. Фишера [28, 57, 60]:

$$r_c = \frac{WACC - i}{1 + i}, \quad (24)$$

где i — годовой коэффициент инфляции, доли единицы.

Величина ставки дисконтирования r_c (доли от единицы) используется при дисконтировании денежных потоков от эксплуатации проекта (в постоянных ценах) для определения критериев эффективности инвестиционного проекта.

4.5. Пример определения экономической эффективности инвестиционного проекта

В приложении 5 приведены расчеты, позволяющие определить эффективность реализации реального инвестиционного проекта — строительства газовой блочно-модульной котельной взамен недостаточно эффективной угольной котельной. Расчеты включают в себя:

- определение суммы инвестиций в новую котельную с учетом необходимости строительства небольших участков газовых и тепловых сетей;
- расчет отдельных составляющих себестоимости производства тепловой энергии на газе и угле;
- определение полной себестоимости, необходимой валовой выручки и тарифа на тепловую энергию при работе на газе;
- расчет экономического эффекта от реализации проекта;
- определение критериев эффективности инвестиционного проекта (NPV, DPBP, IRR);
- график окупаемости проекта.

Расчеты в указанном объеме могут быть включены в инвестиционную программу в качестве финансового плана экономического раздела программы.

Контрольные вопросы

1. Как определяется экономический эффект при реализации инвестиционного проекта в теплоэнергетике?
2. Как рассчитываются основные критерии эффективности инвестиций?
3. Каковы особенности учета налога на добавленную стоимость при определении эффективности инвестиционного проекта?
4. Что такое средневзвешенная стоимость капитала и как она определяется?

Список библиографических ссылок

1. ОК 013–2014 (СНС 2008). Общероссийский классификатор основных фондов (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 № 2018-ст). URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
2. Приказ Минфина России от 24.12.2010 № 186н «О внесении изменений в нормативные правовые акты по бухгалтерскому учету и признании утратившим силу Приказа Министерства финансов Российской Федерации от 15 января 1997 г. № 3». URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
3. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
4. Приказ Минфина России от 30.03.2001 № 26н (ред. от 16.05.2016) «Об утверждении Положения по бухгалтерскому учету “Учет основных средств” ПБУ 6/01» (Зарегистрировано в Минюсте России 28.04.2001 № 2689). URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
5. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
6. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 423 от 15.09.2020. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).

7. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 369 от 29.07.2020. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
8. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 422 от 15.09.2020. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
9. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 378 от 06.08.2020. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
10. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 368 от 29.07.2020. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
11. Строительные сметы // е-Смета.ру: [сайт]. URL: <http://www.e-smeta.ru/smetry/stroitel/?lim=0> (дата обращения: 26.11.2020).
12. Постановление РЭК Свердловской области № 257-ПК от 25.12.2019. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
13. Приказ ФАС России № 1151/18 от 16.08.2018. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
14. Информация о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым услугам по транспортировке газа по магистральным газопроводам // ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» : [сайт]. URL: <https://ekaterinburg-tr.gazprom.ru/about/informatsiya-o-tekhnicheskoj-vozmo/> (дата обращения: 26.11.2020).
15. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 503 от 19.11.2019. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
16. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 282 от 28.05.2020. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
17. Каталог продукции завода «Энергия-М». URL: <https://kotel-kvr.su/1-mvt-gas-boiler.html> (дата обращения: 26.11.2020).
18. ООО «Энергоэкрэн» : [сайт]. URL: <http://www.ekran21.ru/cenu/> (дата обращения: 26.11.2020).
19. ООО «Газторг» : [сайт]. URL: <https://gas-torg.com/prajs.html> (дата обращения: 26.11.2020).

20. Утвержденные инвестиционные программы в сфере тепло-снабжения // Министерство энергетики и ЖКХ Свердловской области : [сайт]. URL: <https://energy.midural.ru/napravleniya-deyatelnosti/investitsionnye-programmy/ip-ts-investitsionnye-programmy/ut-ip-ts/> (дата обращения: 25.11.2020).
21. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 499 от 19.11.2019. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
22. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 500 от 19.11.2019. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
23. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 427 от 29.10.2019. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
24. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 437 от 30.11.2017. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
25. Приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области № 513 от 19.11.2019. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
26. Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 44016-ИФ/09 от 02.11.2020. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
27. Постановление Правительства Российской Федерации № 410 от 05.05.2014. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
28. Мунц В. А., Мунц Ю. Г. Энергосбережение при производстве тепловой энергии и анализ его экономической эффективности : учеб. пособие. Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2018. 232 с.
29. Постановление Региональной энергетической комиссии Свердловской области № 25-ПК от 26.03.2014. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
30. Приказ Федеральной службы по тарифам № 760-Э от 13.06.2013. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
31. Постановление Правительства РФ от 29.12.2000 № 1021 «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги

- по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации». URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
32. Приказ ФАС России от 10.07.2020 № 638/20. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
33. Приказ ФАС России от 29.07.2019 № 1018/19. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
34. Приказ ФАС России от 23.11.2018 № 1634/18. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
35. Приказ ФАС России от 26.04.2019 № 527/19. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
36. Приказ ФАС России от 26.02.2019 № 215/19. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
37. Приказ ФАС России от 13.12.2018 № 1759/18. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
38. Приказ ФАС России от 25.01.2019 № 78/19. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
39. Постановление РЭК Свердловской области № 258-ПК от 25.12.2019. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 25.11.20).
40. Приказ ФАС России от 23.03.2016 № 304/16. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
41. Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике». URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
42. Предельные уровни нерегулируемых цен на электроэнергию // ПАО «ЭнергосбыТ плюс» : [сайт]. URL: https://ekb.esplus.ru/company/disclosure_of_information/disclosure_in_accordance/predelnye-urovni-nereguliruemymkh/2020/ (дата обращения: 26.11.2020).
43. Акционерное общество «Екатеринбургэнергосбыт» : [офиц. сайт]. URL: https://www.eens.ru/podrazdel_1/nereguliruemye_tarify/ (дата обращения: 25.11.2020).
44. Постановление РЭК Свердловской области № 282-ПК от 11.12.2018. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).

45. Постановление РЭК Свердловской области № 127-ПК от 28.10.2020. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
46. Постановление РЭК Свердловской области № 138-ПК от 11.11.2020. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
47. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации № 115 от 24.03.2003. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
48. РДПр 34-38-030-92. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294816/4294816536.htm> (дата обращения: 25.11.2020).
49. СО 34.20.611–2003. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций. URL: http://www.infosait.ru/norma_doc/46/46220/index.htm#i12602 (дата обращения: 25.11.2020).
50. Теплоэнергетика и теплотехника : Общие вопросы : справочник / под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. М. : Энергия, 1980. 528 с.
51. Управление Федеральной службы государственной статистики по Свердловской области и Курганской области : [офиц. сайт]. URL: <http://sverdl.gks.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
52. Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска». URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
53. Федеральный закон от 22.12.2005 № 179-ФЗ (с изм. от 27.12.2019) «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2006 г.». URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 25.11.2020).
54. Кольцова И. В., Рябых Д. А. Практика финансовой диагностики и оценки проектов. М. : И. Д. Вильямс, 2007. 416 с.
55. Виленский П. Л., Лившиц В. Н., Смоляк С. А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. М. : Дело, 2004. 1104 с.

56. Беренс В., Хавранек П. М. Руководство по подготовке промышленных технико-экономических исследований. М. : Интерэксперт : ИНФРА-М, 1995. 528 с.
57. Мунц Ю. Г., Чазова Т. А. Разработка экономической части бизнес-плана инвестиционного проекта : учеб.-метод. пособие. Екатеринбург : УГТУ-УПИ, 2006. 130 с.
58. Коссов В. В., Лившиц В. Н., Шахназаров А. Г. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). М. : Экономика, 2000. 421 с.
59. Федеральная служба государственной статистики : [сайт]. URL: <https://rosstat.gov.ru/> (дата обращения: 26.11.20).
60. Стоянова Е. С. Финансовый менеджмент в условиях инфляции. М. : Перспектива, 1994. 61 с.

Приложение 1

Размеры стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов газораспределительных организаций по строительству газопроводов

№ п/п	Наименование стандартизированных тарифных ставок	Размеры стандартизированных тарифных ставок	Единица измерения
1	Размер стандартизированной тарифной ставки C_1 на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных с проектированием газораспределительной организацией газопровода (без НДС, с налогом на прибыль):		
1.1	надземного (наземного) типа прокладки:		
1.1.1	диаметром менее 100 мм, протяженностью:		
1.1.1.1	до 100 м	91600,65	руб./шт.
1.1.1.2	101–500 м	165773,64	
1.1.1	501–1000 м	351759,61	
1.1.1.4	1001–2000 м	498860,42	
1.1.1.5	2001–3000 м	694654,95	
1.1.1.6	3001–4000 м	907763,09	
1.1.1.7	4001–5000 м	1031070,91	
1.1.1.8	5001 м и более	2050020,59	
1.1.2	диаметром 100 мм и выше, протяженностью:		

№ п/п	Наименование стандартизированных тарифных ставок	Размеры стандар- тизированных та- рифных ставок	Единица измерения
1.1.2.1	до 100 м	95195,84	руб./шт.
1.1.2.2	101–500 м	210799,75	
1.1.2.3	501–1000 м	366883,75	
1.1.2.4	1001–2000 м	646481,97	
1.1.2.5	2001–3000 м	896270,66	
1.1.2.6	3001–4000 м	1167592,36	
1.1.2.7	4001–5000 м	1323140,05	
1.1.2.8	5001 м и более	2620289,36	
1.2	подземного типа прокладки:		
1.2.1	диаметром менее 100 мм, протяженностью:		
1.2.1.1	до 100 м	108062,63	руб./шт.
1.2.1.2	101–500 м	196702,92	
1.2.1.3	501–1000 м	424482,33	
1.2.1.4	1001–2000 м	605071,69	
1.2.1.5	2001–3000 м	828956,87	
1.2.1.6	3001–4000 м	1063760,12	
1.2.1.7	4001–5000 м	1209274,90	
1.2.1.8	5001 м и более	2345206,18	
1.2.2	диаметром 100 мм и выше, протяженностью:		
1.2.2.1	до 100 м	114054,61	руб./шт.
1.2.2.2	101–500 м	205500,76	
1.2.2.3	501–1000 м	444701,66	
1.2.2.4	1001–2000 м	633677,66	
1.2.2.5	2001–3000 м	866652,59	
1.2.2.6	3001–4000 м	1108502,72	
1.2.2.7	4001–5000 м	1258200,98	
1.2.2.8	5001 м и более	2335318,87	
2	Размер стандартизированной тарифной ставки C_2 на покрытие расхо- дов газораспределительной организации, связанных со строительством стальных газопроводов (без НДС, с налогом на прибыль):		
2.1	надземного (наземного) типа прокладки, наружным диаметром:		

№ п/п	Наименование стандартизированных тарифных ставок	Размеры стандартизированных тарифных ставок	Единица измерения
2.1.1	50 мм и менее	1336595,00	руб./км
2.1.2	51—100 мм	1748577,50	
2.1.3	101—158 мм	2222651,25	
2.1.4	159—218 мм	3034773,75	
2.1.5	219—272 мм	4073382,50	
2.1.6	273—324 мм	5390247,50	
2.1.7	325—425 мм	7273841,25	
2.1.8	426—529 мм	10228575,00	
2.2	подземного типа прокладки, наружным диаметром:		
2.2.1	50 мм и менее	2185108,75	руб./км
2.2.2	51—100 мм	2686672,50	
2.2.3	101—158 мм	3750112,50	
2.2.4	159—218 мм	4995168,75	
2.2.5	219—272 мм	5956142,50	
2.2.6	273—324 мм	7792871,25	
2.2.7	325—425 мм	9378388,75	
3	Размер стандартизированной тарифной ставки С ₃ на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных со строительством полиэтиленового газопровода наружным диаметром (без НДС, с налогом на прибыль):		
3.1	109 мм и менее	1681028,00	руб./км
3.2	110—159 мм	2014666,00	
3.3	160—224 мм	3264952,00	
3.4	225—314 мм	4984672,00	
3.5	315—399 мм	8152678,00	
3.6	400 мм и выше	—	
4	Размер стандартизированной тарифной ставки С ₄ на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных со строительством стального и полиэтиленового газопроводов бестраншейным способом (без НДС, с налогом на прибыль):		
4.1	стальных газопроводов наружным диаметром:		
4.1.1	50 мм и менее, в грунтах:		

№ п/п	Наименование стандартизированных тарифных ставок	Размеры стандартизированных тарифных ставок	Единица измерения
4.1.1.1	I и II группы	–	руб./км
4.1.1.2	III группы	9299380,00	
4.1.1.3	IV группы и выше	13674140,00	
4.1.2	51–100 мм, в грунтах:		
4.1.2.1	I и II группы	–	руб./км
4.1.2.2	III группы	9545513,75	
4.1.2.3	IV группы и выше	13920267,50	
4.1.3	101–158 мм, в грунтах:		
4.1.3.1	I и II группы	–	руб./км
4.1.3.2	III группы	12998818,75	
4.1.3.3	IV группы и выше	18577241,25	
4.2	полиэтиленовых газопроводов наружным диаметром:		
4.2.1	109 мм и менее, в грунтах:		
4.2.1.1	I и II группы	–	руб./км
4.2.1.2	III группы	7055987,50	
4.2.1.3	IV группы и выше	10125606,25	
4.2.2	110–159 мм, в грунтах:		
4.2.2.1	I и II группы	–	руб./км
4.2.2.2	III группы	10010252,50	
4.2.2.3	IV группы и выше	14015276,25	
5	Размер стандартизированной тарифной ставки C_5 на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных с проектированием и строительством пунктов редуцирования газа пропускной способностью (без НДС, с налогом на прибыль):		
5.1	до 40 м ³ /ч	11163,22	руб./м ³
5.2	40–99 м ³ /ч	7130,04	
5.3	100–399 м ³ /ч	2816,59	
5.4	400–999 м ³ /ч	2448,67	
5.5	1000–1999 м ³ /ч	2272,11	
6	Размер стандартизированной тарифной ставки C_6 на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных с проектированием и строительством устройств электрохимической (катодной) защиты от коррозии, выходной мощностью (без НДС, с налогом на прибыль):		

№ п/п	Наименование стандартизированных тарифных ставок	Размеры стандартизированных тарифных ставок	Единица измерения
6.1	до 1 кВт	8620,83	руб./м ³
6.2	от 1 до 2 кВт	7149,19	
6.3	от 2 до 3 кВт	5221,63	
6.4	свыше 3 кВт	5046,80	
7	Размер стандартизированной тарифной ставки C_7 на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных с мониторингом выполнения заявителем технических условий и осуществлением фактического присоединения к газораспределительной сети газораспределительной организации, бесхозяйной газораспределительной сети или сети газораспределения и (или) газопотребления основного абонента посредством осуществления комплекса технических мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) сети газопотребления заявителя и существующего или вновь построенного стального (полиэтиленового) газопровода газораспределительной организации, а также бесхозяйного газопровода или газопровода основного абонента, и проведением пуска газа в газоиспользующее оборудование заявителя (без НДС, без налога на прибыль), в том числе:		
7.1	размер стандартизированной тарифной ставки $C_{7.1}$, связанной с мониторингом выполнения заявителем технических условий (без НДС, без налога на прибыль):	4178,65	руб./шт.
7.2	размер стандартизированной тарифной ставки $C_{7.2}$, связанной с осуществлением фактического присоединения к газораспределительной сети газораспределительной организации, бесхозяйной газораспределительной сети или сети газораспределения и (или) газопотребления основного абонента посредством осуществления комплекса технических мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) сети газопотребления заявителя и существующего или вновь построенного стального (полиэтиленового) газопровода газораспределительной организации, а также бесхозяйного газопровода или газопровода основного абонента, и проведением пуска газа в газоиспользующее оборудование заявителя (без НДС, без налога на прибыль): для всех типов газопроводов.	11335,61	руб./шт.

Приложение 2

Тарифы на транспортировку природного газа на территории Свердловской области

Таблица П2.1

**Тарифы для АО «ГАЗЭКС» на услуги по транспортировке газа
(без НДС), руб./1000 м³**

Период действия	По газораспределительным сетям по группам потребителей с объемом потребления газа, млн м ³ /год								В тран- зитном потоке
	свыше 500	от 100 до 500 вклю- читель- но	от 10 до 100 включи- тельно	от 1 до 10 вклю- читель- но	от 0,1 до 1 вклю- читель- но	от 0,01 до 0,1 вклю- читель- но	до 0,01 вклю- читель- но	насе- ление	
До 1 июля 2020 г.	132,25	151,48	226,57	314,30	373,77	427,58	489,88	319,39	3,66
С 1 июля 2020 г.	136,22	156,02	233,36	323,73	384,99	440,41	504,58	328,97	3,77
С 1 июля 2021 г.	140,31	160,70	240,36	333,44	396,53	453,62	519,72	338,84	3,88
С 1 июля 2022 г.	144,52	165,52	247,57	343,44	408,43	467,22	535,30	349,01	4,00
С 1 июля 2023 г.	148,86	170,49	255,00	353,75	420,69	481,25	551,37	359,48	4,12

Таблица П2.2

**Тарифы для АО «Екатеринбурггаз» по транспортировке газа
по газораспределительным сетям (без НДС), руб./1000 м³**

Период действия	Группы потребителей с объемом потребления газа, млн м ³ /год							
	выше 500	от 100 до 500 включительно	от 10 до 100 включительно	от 1 до 10 включительно	от 0,1 до 1 включительно	от 0,01 до 0,1 включительно	до 0,01 включительно	население
До 1 июля 2019 г.	158,52	186,70	281,88	392,78	469,22	538,96	618,22	412,82
С 1 июля 2019 г.	160,74	189,31	285,82	398,27	475,78	546,50	626,87	418,60
С 1 июля 2020 г.	165,56	195,00	294,41	410,23	490,07	562,92	645,70	431,16
С 1 июля 2021 г.	170,52	200,84	303,23	422,52	504,75	579,78	665,04	444,09
С 1 июля 2022 г.	175,65	206,88	312,35	435,23	519,93	597,22	685,05	457,41

Таблица П2.3

**Тарифы для АО «Газпром газораспределение Екатеринбург» на услуги
по транспортировке газа (без НДС), руб./1000 м³**

Период действия	По газораспределительным сетям по группам потребителей с объемом потребления газа, млн м ³ /год								В транзитном потоке
	свыше 500	от 100 до 500 включительно	от 10 до 100 включительно	от 1 до 10 включительно	от 0,1 до 1 включительно	от 0,01 до 0,1 включительно	до 0,01 включительно	население	
До 1 июля 2019 г.	105,49	139,38	214,53	302,94	372,61	490,58	562,97	222,31	10,86
С 1 июля 2019 г.	107,53	142,07	218,68	308,79	379,81	500,06	573,85	225,42	10,86
С 1 июля 2020 г.	110,75	146,33	225,23	318,05	391,19	515,04	591,04	232,18	11,17
С 1 июля 2021 г.	114,07	150,72	231,99	327,59	402,93	530,50	608,78	239,15	11,50

Окончание табл. П2.3

Период действия	По газораспределительным сетям по группам потребителей с объемом потребления газа, млн м ³ /год								В транзитном потоке
	свыше 500	от 100 до 500 включительно	от 10 до 100 включительно	от 1 до 10 включительно	от 0,1 до 1 включительно	от 0,01 до 0,1 включительно	до 0,01 включительно	население	
С 1 июля 2022 г.	117,49	155,24	238,94	337,41	415,01	546,40	627,03	246,32	11,84
С 1 июля 2023 г.	121,02	159,89	246,10	347,53	427,45	562,78	645,83	253,71	12,19

Таблица П2.4

**Тарифы для АО «Регионгаз-инвест» на услуги
по транспортировке газа (без НДС), руб./1000 м³**

Период действия	По газораспределительным сетям по группам потребителей с объемом потребления газа, млн м ³ /год								В транзитном потоке
	свыше 500	от 100 до 500 включительно	от 10 до 100 включительно	от 1 до 10 включительно	от 0,1 до 1 включительно	от 0,01 до 0,1 включительно	до 0,01 включительно	население	
С 1 июля 2019 г.	—	—	314,45	436,06	525,27	565,96	663,89	549,11	11,12
С 1 июля 2020 г.	—	—	323,87	449,12	541,01	582,9	683,77	565,58	11,46
С 1 июля 2021 г.	—	—	333,58	462,59	557,23	600,39	704,28	582,55	11,8
С 1 июля 2022 г.	—	—	338,4	469,28	565,29	609,06	714,46	600,03	12,16

Таблица П2.5

Тарифы для ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор» на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям (без НДС), руб./1000 м³

Период действия	Группы потребителей с объемом потребления газа, млн м ³ /год							
	свыше 500	от 100 до 500 включительно	от 10 до 100 включительно	от 1 до 10 включительно	от 0,1 до 1 включительно	от 0,01 до 0,1 включительно	до 0,01 включительно	население
До 1 июля 2019 г.	–	–	137,17	–	222,93	308,63	377,24	235,81
С 1 июля 2019 г.	–	–	137,17	–	229,84	318,19	388,94	243,12
С 1 июля 2020 г.	–	–	139,58	–	236,75	327,76	400,63	250,41
С 1 июля 2021 г.	–	–	143,53	–	243,46	337,05	411,99	257,92
С 1 июля 2022 г.	–	–	147,81	–	250,71	347,09	424,26	265,66

Таблица П2.6

Тарифы для ООО «Энергоснабжающая компания» на услуги по транспортировке газа (без НДС), руб./1000 м³

Период действия	По газораспределительным сетям по группам потребителей с объемом потребления газа, млн м ³ /год								В транзитном потоке
	свыше 500	от 100 до 500 включительно	от 10 до 100 включительно	от 1 до 10 включительно	от 0,1 до 1 включительно	от 0,01 до 0,1 включительно	до 0,01 включительно	население	
До 1 июля 2019 г.	–	–	18,24	27,35	35,34	45,60	57,00	–	9,84
С 1 июля 2019 г.	–	–	18,24	27,35	35,34	45,60	57,00	–	9,84
С 1 июля 2020 г.	–	–	18,24	27,35	35,34	45,60	57,00	–	9,84
С 1 июля 2021 г.	–	–	18,24	27,35	35,34	45,60	57,00	–	9,84
С 1 июля 2022 г.	–	–	18,24	27,35	35,34	45,60	57,00	–	9,84

Приложение 3

Нормы продолжительности ремонта оборудования тепловых электростанций [48]

Продолжительность ремонта исчисляется в календарных сутках, включая выходные дни, но исключая праздничные.

Нормы продолжительности ремонта для паровых котлов с поперечными связями приведены при сжигании пылеугольного топлива с содержанием золы до 35 % при средней абразивности. При других видах топлива или более высоком содержании золы и высокой абразивности золы к нормам продолжительности ремонта, указанным в таблице ниже, применяются коэффициенты: для газа — 0,8; для смеси мазута и газа — 0,85; для мазута — 0,9; для пылеугольного топлива с зольностью выше 36 % и (или) высокой абразивности — 1,2; для сланцев — 1,4.

Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов паровых котлов

Давление пара, Мпа (кгс/см ²)	Паропроизводительность, т/ч	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Вид ремонта	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
				в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			в году проведения только текущего ремонта
				в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
До 6,5 (65) вкл.	До 35 вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ	16	6	22	6	6	12	9

Давление пара, Мпа (кгс/см ²)	Паропроизводительность, т/ч	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Вид ремонта	Продолжительность ремонта, календарные сутки						
				в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			в году проведения только текущего ремонта
				в капитальном ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
До 6,5 (65) Вкл.	Св. 35 до 100 Вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ	18	7	25	7	7	14	11
До 6,5 (65) Вкл.	Св. 100 до 150 Вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ	20	8	28	8	8	16	12
До 6,5 (65) Вкл.	От 150 до 220 Вкл.	5	Т-Т-СТ-Т-КТ	23	9	32	9	9	18	14
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) Вкл.	Св. 70 до 120 Вкл.	4	Т-СТ-Т-КТ	23	9	32	9	9	18	14
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) Вкл.	150—170	4	Т-СТ-Т-КТ	25	11	36	11	11	19	16
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) Вкл.	200—300	4	Т-СТ-Т-КТ	33	13	46	13	13	26	20
14 (140)	320	4	Т-СТ-Т-КТ	38	16	54	17	14	31	24
10—11 (100—110)	420—480	4	Т-СТ-Т-КТ	40	16	56	18	16	34	24
14 (140); 15 (150)	400—420	4	Т-СТ-Т-КТ	44	18	62	20	18	38	27
14 (140)	480—500	4	Т-СТ-Т-КТ	46	2	66	24	20	44	30

Приложение 4

Нормативы затрат на ремонт основного
теплоэнергетического оборудования в процентах
от его балансовой стоимости [49]

Шифр	Группы и виды основных средств	Норма- тив затрат на ремонт	На ка- питаль- ный ремонт	На ТО и те- кущий ремонт
1	ЗДАНИЯ			
100	Здания производственные и непроизводственные			
10001	Здания многоэтажные (более двух эта- жей), здания одноэтажные с железобе- тонными и металлическими каркаса- ми, со стенами из каменных материалов, крупных блоков и панелей, с железобе- тонными, металлическими и другими дол- говечными покрытиями, с площадью пола свыше 5000 м ²	1,93	1,4	0,53
10004	Здания одноэтажные бескаркасные со сте- нами облегченной каменной кладки, с железобетонными, кирпичными и де- ревянными колоннами и столбами, с же- лезобетонными, деревянными и другими перекрытиями и покрытиями	2,73	2,2	0,53

Шифр	Группы и виды основных средств	Норматив затрат на ремонт	На капитальный ремонт	На ТО и текущий ремонт
10005	Здания деревянные, каркасные и щитовые, контейнерные, деревометаллические, каркасно-обшивочные и панельные в один, два этажа и выше; здания глинобитные, сырцовые, саманные, камышитовые и другие аналогичные	2,53	2,0	0,53
10006	Здания из пленочных материалов (пнеumoкаркасные, шатровые и др.)	10,53	10,0	0,53
10007	Здания сборно-разборные контейнерного исполнения, деревянные, каркасные, каркасно-панельные и панельные, щитовые и прочие облегченные здания; телефонные кабины и будки Фрадкина	3,33	2,8	0,53
2	СООРУЖЕНИЯ			
203	Прочие сооружения			
20303	Биофильтры и аэрофильтры железобетонные	3,43	2,9	0,53
20313	Водоприемные сооружения для подземных источников (артезианские скважины)	3,33	2,8	0,53
20314	Комплекс очистных сооружений водопровода (баки затворные и растворные, смесители, камеры реакции, отстойники, осветители со взвешенным осадком, фильтры, контактные осветители), умягчители	3,13	2,6	0,53
20315	Сооружения для аэрации воды:	2,13	1,6	0,53
	– брызгальные бассейны железобетонные;			
	– градирни железобетонные;			
	– градирни деревянные;			
	– градирни металлические;			
20319	– градирни бетонные	1,43	0,9	0,53
20320	Канализационные насосные станции заглубленные, совмещенные с приемными резервуарами	2,33	1,8	0,53
20321	Нефтеловушки	3,53	3,0	0,53

Шифр	Группы и виды основных средств	Норматив затрат на ремонт	На капитальный ремонт	На ТО и текущий ремонт
	Испарительные, башенные градирни-охладители:			
20322	– железобетонные конструкции;	2,53	2,0	0,53
20323	– металлические конструкции с алюминиевой или асбоцементной обшивкой	5,53	5,0	0,53
20324	Оросители и конструкции из асбоцемента или антисептированной древесины	6,53	6,0	0,53
	Дымовые трубы:			
20325	– каменные и железобетонные;	0,93	0,4	0,53
20326	– металлические	1,03	0,5	0,53
20338	Угольные бункеры	1,03	0,5	0,53
	Заборы (ограждения):			
20350	– каменные и металлические;	1,23	0,7	0,53
20351	– железобетонные;	2,03	1,5	0,53
20352	– деревянные на кирпичах и железобетонных столбах;	2,23	1,7	0,53
20353	– прочие (деревянные на деревянных столбах и др.)	2,73	2,2	0,53
3	ПЕРЕДАТОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА			
300	Устройства электропередачи и связи			
30009	Воздушные линии электропередачи напряжением 35–220, 330 кВ и выше на металлических и железобетонных опорах	0,65	0,4	0,25
30011	Кабельные линии электропередачи напряжением 10 кВ: со свинцовой оболочкой, проложенные в земле, в помещениях; с алюминиевой оболочкой, проложенные в помещениях	0,4	0,3	0,1
30012	Кабельные линии электропередачи с алюминиевой оболочкой напряжением до 10 кВ, проложенные в земле	0,4	0,3	0,1
30013	Кабельные линии электропередачи напряжением до 10 кВ с пластмассовой оболочкой, проложенные в земле, в помещениях.	0,4	0,3	0,1

Шифр	Группы и виды основных средств	Норматив затрат на ремонт	На капитальный ремонт	На ТО и текущий ремонт
301	Трубопроводы			
	Газопроводы:			
30100	– чугунные (с раструбами);	3,23	2,7	0,53
30101	– стальные и сооружения на них (без учета оборудования газорегуляторных пунктов);	1,33	0,8	0,53
30102	– из неметаллических труб	1,13	0,6	0,53
	Канализационные сети (коллекторы и уличная сеть с колодцами и арматурой):			
30103	– керамические;	1,33	0,8	0,53
30104	– железобетонные и бетонные;	1,33	0,8	0,53
30105	– асбоцементные;	1,63	1,1	0,53
30106	– кирпичные;	1,53	1,0	0,53
30107	– чугунные;	1,43	0,9	0,53
30108	– стальные	1,83	1,3	0,53
	Сети водопроводные (с колодцами, колонками, гидрантами и прочим оборудованием), включая водоводы:			
30109	– асбоцементные, стальные;	1,03	0,5	0,53
30110	– чугунные;	1,23	0,7	0,53
30111	– железобетонные	1,23	0,7	0,53
30121	Трубопроводы тепловых сетей стальные, работающие в условиях непроходных тоннелей, с воздушным зазором (подвесная изоляция)	1,33	0,8	0,53
4	МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ			
40	СИЛОВЫЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ			
400	Тепломеханическое оборудование			
40000	Котельные установки и стационарные паровые котлы со вспомогательным оборудованием котельной	6,38	4,29	2,09
40002	Стационарные водогрейные котлы	6,38	4,29	2,09

Шифр	Группы и виды основных средств	Норматив затрат на ремонт	На капитальный ремонт	На ТО и текущий ремонт
40006	Котлы паровые производительностью до 2 Гкал/час производственных котельных	7,23	4,60	2,63
401	Турбинное оборудование			
40100	Турбины паровые стационарные в комплекте с генератором для тепловых и атомных электростанций со вспомогательным оборудованием	3,83	2,58	1,25
40103	Энергетические газотурбинные установки, работающие:			
	– в пиковом режиме;	4,34	2,92	1,42
	– полупиковом режиме;	6,38	4,29	2,09
	– с авиационными двигателями в пиковом режиме;	9,95	6,69	3,26
40104	– в базовом режиме	6,38	4,29	2,09
402	Электродвигатели и дизель-генераторы			
40200	Электродвигатели:			
	– с высотой оси вращения 63–450 мм;	3,96	2,66	1,3
40201	– с высотой оси вращения свыше 450 мм	3,57	2,4	1,17
40202	Дизель-генераторы со скоростью вращения:			
	– до 500 об/мин;	2,56	1,72	0,84
40203	– более 500 об/мин	5,10	3,43	1,67
403	Комплексные установки			
40300	Электроагрегаты типа АД-100 С-Т400-Р (АД-100-Т400-Р) и др. и передвижные электростанции	19,83	12,6	7,23
40301	Передвижные железнодорожные электростанции малой мощности (до 9 кВт), дизельные электростанции на автомобильных прицепах и газотурбинные передвижные электростанции с авиадвигателями, а также передвижные котельные	18,90	12,70	6,2

Шифр	Группы и виды основных средств	Норматив затрат на ремонт	На капитальный ремонт	На ТО и текущий ремонт
404	Двигатели внутреннего сгорания			
40400	Малооборотные дизели с частотой вращения до 300 об/мин, судовые	7,65	5,15	2,5
40402	Среднеоборотные дизели с частотой вращения 301–600 об/мин, промышленные	8,94	6,01	2,93
40405	Дизели повышенной оборотности с частотой вращения 601–1100 об/мин: промышленные (в том числе плавкраны)	10,21	6,87	3,34
407	Прочее силовое оборудование			
40700	Вспомогательное силовое тепломеханическое оборудование (оборудование топливopодачи, насосы, емкости и оборудование химводooчиcтки, бойлерная установка с насосами, мостовой кран машинного зала и прочее силовое тепломеханическое оборудование)	8,94	6,01	2,93
40701	Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства (электрооборудование открытых и закрытых распределительных устройств, выключатели, реакторы, шины, измерительные трансформаторы, изоляторы, силовые трансформаторы, распределительные шины и сборки со всей аппаратурой, преобразователи и другое оборудование)	3,70	2,49	1,21
40706	Ветродвигатели	3,83	2,58	1,25
41	РАБОЧИЕ МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ			
414	Компрессорные машины и оборудование			
41400	Компрессоры поршневые общего назначения давлением до 8 атм (производительностью до 20 м ³ /мин)	7,53	5,06	2,47
41401	Компрессоры поршневые общего назначения давлением до 8 атм (производительностью более 20 м ³ /мин)	5,10	3,43	1,67
41402	Компрессоры специальные (воздушные) давлением более 8 атм	4,73	3,18	1,55

Шифр	Группы и виды основных средств	Норматив затрат на ремонт	На капитальный ремонт	На ТО и текущий ремонт
41403	Турбокомпрессоры, газодувки	3,06	2,06	1,0
41404	Компрессоры и компрессорные станции и установки передвижные и специальные	6,75	4,55	2,2
41406	Компрессоры роторные, воздуходувки	3,06	2,06	1,0
	Компрессоры, станции и установки компрессорные, стационарные, приводные общего назначения с давлением до 12 атм:			
41407	– производительностью до 50 м ³ /мин;	5,35	3,41	1,94
41408	– производительностью более 50 м ³ /мин	5,35	3,41	1,94
415	Насосы			
	Насосы артезианские	6,38	4,29	2,09
41500	Насосы пневматические винтовые	16,59	11,16	5,43
	Насосы погружные	6,38	4,29	2,09
	Насосы центробежные, осевые, вихревые, диагональные	6,38	4,29	2,09
41502	Насосы водопроводные	8,64	5,84	2,8
	Насосы канализационные	19,62	13,22	6,4
41503	Насосы вакуумные и агрегаты на их базе, вакуумные установки	2,42	1,63	0,79
41504	Насосы камерные	8,28	5,58	2,7
41505	Насосы объемные шестеренные поршневые	6,38	4,29	2,09
416	Машины и оборудование для очистки газов и вентиляционные машины и оборудование			
	Оборудование механической и электрической очистки газов (пылевые камеры, циклоны, скрубберы, промывные башни, электрофильтры и др.)	3,45	2,32	1,13
41600	Дымососы	7,53	5,06	2,47
41601	Установки вентиляционные передвижные	7,29	4,89	2,4
41604	Вентиляторы частичного проветривания	0,79	0,53	0,26
41605	Оборудование химической очистки газов	4,59	3,09	1,5

Шифр	Группы и виды основных средств	Норматив затрат на ремонт	На капитальный ремонт	На ТО и текущий ремонт
41606	Вентиляторы, кондиционеры, воздухонагреватели	2,67	1,8	0,87
	Воздухосборники и масло-водоотделители	3,96	2,66	1,3
	Аппараты кессонные и шлюзовые	6,38	4,29	2,09
41607	Электрофильтры, рукавные фильтры (циклоны, трубы Вентури, ротоклоны, пылевые камеры и др.), оборудование для каталитического и термического дожигания примесей, абсорберы для улавливания летучих растворителей, дымососы, пылеуловители и др.	6,07	4,07	2,0

Приложение 5

Пример расчета эффективности инвестиционного проекта строительства газовой котельной на замену угольной

Исходная информация

Проект: строительство новой газовой блочно-модульной котельной вместо действующей недостаточно эффективной угольной котельной. Место размещения — Богдановичский район Свердловской области. Исходная информация по проекту, основанная на данных предприятия, приведена в табл. П5.1.

Таблица П5.1

Исходная информация по проекту

Показатель	Величина	Примечание
Мощность, Гкал/ч	5	—
Срок строительства, лет	0,5	—
Протяженность газопровода, м	100	Давление газа — 6 атм
Протяженность новой тепловой сети, м	50	—
Диаметр тепловой сети, мм	159	—
Число часов использования установленной мощности, час/год	3 000	—
КПД при работе на угле	70 %	—
КПД при работе на газе	92 %	—
Объем потребления электроэнергии, тыс. кВт·ч/год	450	Одинаковый при работе на угле и газе

Окончание табл. П5.1

Показатель	Величина	Примечание
Уровень электрического напряжения, кВ	380	Одинаковый при работе на угле и газе
Годовой расход воды, т/год	12 000	Одинаковый при работе на угле и газе
Процент потерь тепловой энергии в контуре котельной	2 %	Одинаковый при работе на угле и газе
Численность промышленно-производственного персонала при работе на газе (аварийно-диспетчерская служба), чел.	4	—
Цеховые и общехозяйственные расходы при работе на угле	См. примечание	Величина такая же, как при работе на газе
Балансовая стоимость угольной котельной, тыс. руб.	0	Износ 100 %
Фактические расходы на ремонт при работе на угле, тыс. руб./год без НДС	1 200	—
Теплота сгорания газа, ккал/м ³	8 000	—
Теплота сгорания угля, ккал/кг	5 000	—
Цена угля без НДС, руб./т с доставкой	3 100	—
Существующий тариф на тепловую энергию, руб./Гкал без НДС	1 576,12	Постановление РЭК № 161-ПК от 13.12.2016
Объем кредитных ресурсов, в % от суммы инвестиций	60 %	—
Процентная ставка по кредиту, % годовых	11 %	—

Расчет суммы инвестиций, себестоимости и тарифа на тепловую энергию

Расчет суммы инвестиций и составляющих себестоимости, необходимых для определения тарифа на тепловую энергию, а также экономического эффекта, приведен в табл. П5.2–П5.14.

Таблица П5.2

Расчет суммы инвестиций, тыс. руб. без НДС

Показатель	Способ расчета	Величина	Примечание
1. Инвестиции в газопровод, всего В том числе:	п. 1.1 + п. 1.2	3 028,70	—

Окончание П5.2

Показатель	Способ расчета	Величина	Примечание
1.1. ПИР	$1790,2 \times (\text{протяженность в км})^0,4689$	608,14	П. 1.4. учеб. пособия
1.2. СМР	$12417 \times (\text{протяженность в км})^0,7101$	2 420,56	То же
2. Инвестиции в котельную	$3872,1 \times (\text{мощность в МВт})^1,339$	27 293,31	П. 1.6. учеб. пособия
3. Инвестиции в тепловые сети	$119,96 \times (\text{мат. характеристика}) + 1387,9$	2 338,72	П. 1.7. учеб. пособия
4. ИТОГО инвестиций без НДС (балансовая стоимость)	п. 1 + п. 2 + п. 3	32 660,73	—

Таблица П5.3

Расчет расходов на газ

Показатель	Способ расчета	Величина	Примечание
1. Оптовая цена газа, руб./1000 м ³ без НДС	цена утв. \times калорийность факт./7900	4 219,75	П. 3.1. учеб. пособия
2. Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии для газа, кг у.т./Гкал	$1/7/\text{КПД} \times 1000$	155,28	7 Гкал/кг у.т. — калорийность условного топлива
3. Удельный расход натурального топлива (газа) на выработку тепловой энергии, м ³ /Гкал	п. 2 \times 7000/калорийность факт.	135,87	—
4. Выработка тепловой энергии, Гкал/год	мощность \times число часов использования	15 000,00	Исходные данные
5. Годовой расход газа, млн м ³ /год	п. 3 \times п. 4/1000000	2,04	—
6. Тариф ГРО, руб./1000 м ³ без НДС	для потребителей с объемом от 1 до 10 млн м ³ в год	323,73	Прил. 2 учеб. пособия, ГРО — АО «ГАЗЭКС»
7. Спецнадбавка ГРО, руб./1000 м ³ без НДС	—	46,41	П. 3.1. учеб. пособия
8. ПССУ, руб./1000 м ³ без НДС	—	97,05	То же

Окончание П5.3

Показатель	Способ расчета	Величина	Примечание
9. ИТОГО цена газа, руб./1000 м³ без НДС	п. 1 + п. 6 + п. 7 + п. 8	4686,94	—
10. Годовая величина расходов на газ, тыс. руб. без НДС	п. 9 × п. 5	9552,18	—

Таблица П5.4

Расчет расходов на уголь

Показатель	Способ расчета	Величина
1. Цена угля, руб./т без НДС	исходные данные	3 100,00
2. Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии для угля, кг у. т./Гкал	$1/7/\text{КПД} \times 1000^*$	204,08
3. Удельный расход натурального топлива (угля) на выработку тепловой энергии, кг/Гкал	п. 2 × 7000/калорийность факт.	285,71
4. Годовой расход угля, т/год	выработка × п. 3	4 285,71
5. Расходы на уголь, тыс. руб./год без НДС	п. 4 × п. 1/1000	13 285,71

* 7 Гкал/кг у. т. — калорийность условного топлива.

Таблица П5.5

Расчет расходов на электроэнергию

Показатель	Способ расчета	Величина
1. Цена электроэнергии, руб./кВт·ч без НДС	данные поставщика за октябрь 2020 г. *	6,33
2. Объем электроэнергии, тыс. кВт/год	исходные данные	450,00
3. Расходы на электроэнергию, тыс. руб./год	п. 1 × п. 2	2 846,72

* П. 3.2 учеб. пособия, поставщик — ПАО «ЭнергосбыТ Плюс».

Таблица П5.6

Расчет расходов на воду и реагенты

Показатель	Способ расчета	Величина	Примечание
1. Цена воды, руб./т без НДС	Постановление РЭК № 282-ПК от 11.12.18	26,89	П. 3.3 учеб. пособия, поставщик — МУП «Водоканал» г. Богданович
2. Годовой расход воды, т/год	по объему теплового контура котельной и объему подпитки	12 000,00	П. 3.3 учеб. пособия, исходные данные
3. Расходы на воду, тыс. руб./год	$\text{п. 1} \times \text{п. 2} / 1000$	322,68	—
4. Расходы на реагенты, тыс. руб./год	по нормативу — 10 руб./т воды без НДС	120,00	П. 3.4 учеб. пособия

Таблица П5.7

Расходы на ремонт основных средств

Показатель	Способ расчета	Величина
1. Средний норматив расходов на ремонт, в процентах годовых от балансовой стоимости основных средств	в расчете на срок полезного использования 10 лет*	2,52 %
2. Расходы на ремонт, тыс. руб./год для включения в тариф	$\text{п. 1} \times \text{балансовая стоимость ОС} / 100^*$	822,72
3. Расходы на ремонт на угле, тыс. руб.	исходные данные	1 200,00

* П. 3.5 учеб. пособия.

Таблица П5.8

Расходы на заработную плату промышленно-производственного персонала с отчислениями на социальные нужды

Показатель	Способ расчета	Величина	Примечание
1. Величина заработной платы, руб./чел./мес.	данные Свердловстата за август 2020 г.	41 199,10	П. 3.6 учеб. пособия
2. Норматив отчислений на социальные нужды	—	30,20 %	То же

Окончание П5.8

Показатель	Способ расчета	Величина	Примечание
3. Мощность котельной, ГДж/ч	мощность (Гкал/ч) × × 4,187	20,935	Исходные данные
4. Штатный коэффициент для угля, чел./ (ГДж/ч)	–	0,216	П. 3.6 учеб. пособия
5. Штатная численность для угля	п. 3 × п. 4	4,52196	–
6. Штатная численность для газа	–	4	Исходные данные
7. Величина расходов на заработную плату, тыс. руб./год (работа на газе)	п. 4 × п. 1 × 12/1000	1977,56	–
8. Величина расходов на заработную плату, тыс. руб./год (работа на угле)	п. 5 × п. 1 × 12/1000	2235,61	–
9. Отчисления на социаль- ные нужды, тыс. руб./год (работа на газе)	п. 7 × п. 2/100	597,22	–
10. Отчисления на социальные нужды, тыс. руб./год (работа на угле)	п. 8 × п. 2/100	675,15	–

Таблица П5.9

Расчет амортизационных отчислений при работе на газе

Показатель	Способ расчета	Величина	Примечание
1. Величина балансовой стоимости основных средств, тыс. руб.	равна сумме инвестиций без НДС	32660,73	–
2. Срок полезного использова- ния основных средств, лет	–	10,00	П. 1.2 учеб. пособия
3. Норма амортизационных от- числений, % годовых	100/п. 2	10 %	То же
4. Величина амортизационных отчислений, тыс. руб./год	п. 3 × п. 1	3266,07	–

Величина амортизационных отчислений при работе на угле равна нулю, так как балансовая стоимость угольной котельной равна нулю.

Таблица П5.10

Расчет цеховых и общехозяйственных расходов при работе на газе

Показатель	Способ расчета	Величина
1. Процент численности цехового и общего персонала от численности ППП	–	25 %*
2. Численность цехового и общего персонала (работа на газе), чел.	п. 1 × численность ППП	1,0
3. Коэффициент заработной платы цехового и общего персонала по отношению к заработной плате ППП	–	1,4*
4. Заработная плата цехового и общего персонала, руб./чел./мес.	п. 3 × зарплата ППП	57 678,74
5. Расходы на заработную плату цехового и общехозяйственного персонала с отчислениями, тыс. руб./год	п. 2 × п. 4 × 12/1000 × (1 + коэффициент отчислений)	901,17
6. Сумма прямых расходов и амортизации, тыс. руб. в год без НДС	сумма расходов на газ, электроэнергию, воду, реагенты, ремонт, зарплату ППП, отчисления, амортизацию	19 505,15
7. Норматив прочих цеховых расходов к прямым	–	8 %*
8. Прочие цеховые расходы, тыс. руб./год без НДС	п. 6 × п. 7	1 560,41
9. ИТОГО цеховые и общехозяйственные расходы, тыс. руб./год без НДС	п. 5 + п. 8	2 461,59

* П.3.8 учеб. пособия

При работе на угле принимаем величину цеховых и общехозяйственных расходов такой же, как при работе на газе.

Таблица П5.11

Расчет налога на имущество

Показатель	Способ расчета*	Величина
1. Остаточная стоимость основных средств на начало первого года эксплуатации, тыс. руб.	равна балансовой	32 660,73
2. Остаточная стоимость основных средств на конец первого года эксплуатации, тыс. руб.	из п. 1 вычесть амортизацию за год	29 394,66
3. Средняя остаточная стоимость, тыс. руб.	(п. 1 + п. 2)/2	31 027,69
4. Ставка налога на имущество, % годовых	–	2,20 %
5. Величина налога на имущество, тыс. руб./год	п. 4 × п. 3	682,61

* См. п. 1.3 учеб. пособия.

Величина налога на имущество по угольной котельной равна нулю в связи с полным износом и нулевой балансовой и остаточной стоимостью.

Таблица П5.12

**Расчет суммы процентов по заемным средствам,
включаемых в состав расходов для определения тарифа на тепловую энергию**

Показатель	Способ расчета	Величина
1. Сумма кредита в % от стоимости инвестиций	исходные данные	60 %
2. Сумма кредита, тыс. руб.	п. 1 × сумма инвестиций без НДС*	19 596,44
3. Ключевая ставка, % годовых	открытые источники	4,25 %
4. Нормативная ставка процентов, включаемых в себестоимость, % годовых	ключевая ставка + + 4 процентных пункта*	8,25 %
5. Величина процентов, включаемых в себестоимость, тыс. руб./год	п. 2 × п. 4	1616,71

* П. 3.10 учеб. пособия.

Таблица П5.13

**Расчет суммы себестоимости, необходимой валовой выручки и тарифа
на отпускаемую тепловую энергию при работе на газе**

Показатель	Способ расчета	Величина
1. Себестоимость производства тепловой энергии на газе, тыс. руб./год	Сумма расходов на топливо, электроэнергию, воду, реагенты, ремонт, зарплату ППП, отчисления, амортизацию, налог на имущество, цеховые и общехозяйственные расходы, проценты по кредиту	24 266,05
2. Норматив расходов из прибыли (на кап. вложения)	—	7 %*
3. Расходы из прибыли на кап. вложения (равны необходимой прибыли), тыс. руб. без НДС	п. 1 × п. 2	1 698,62
4. Налог на прибыль	п. 3/(1–0,2) × 0,2*	424,66
5. Необходимая валовая выручка (НВВ), тыс. руб. без НДС	п. 1 + п. 3 + п. 4	26 389,33
6. Выработка тепловой энергии, Гкал/год	мощность × число часов использования	15 000,00

Окончание табл. П5.13

Показатель	Способ расчета	Величина
7. Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал/год	п. 6 \times (1 — процент потерь)**	14 700,00
8. Тариф на отпуск тепловой энергии, руб./Гкал без НДС	п. 5/п. 7 \times 1000	1 795,19

* П. 3.11 учеб. пособия.

** Исходные данные.

Таблица П5.14

Расчет средневзвешенной стоимости капитала

Показатель	Способ расчета	Величина, %	Примечание
1. Процентная ставка на заемные средства, % годовых	—	11,00	Исходные данные
2. Стоимость собственных средств, % годовых	принята равной коэффициенту инфляции	3,99	П. 4.4 учеб. пособия
3. Доля заемных (кредитных) средств, %	—	60	Исходные данные
4. Доля собственных средств, %	Из 100 % вычесть долю заемных средств	40	—
5. Коэффициент «налогового зонтика»	—	20	П. 4.4 учебного пособия
6. Средневзвешенная стоимость капитала	п. 1 \times п. 3 \times \times (1 — п. 5) + + п. 2 \times п. 4	6,88	То же

Расчет экономического эффекта и критериев эффективности инвестиционного проекта

В таблицах ниже приведены расчеты величины экономического эффекта от реализации проекта с НДС и без НДС, а также спрогнозированы прибыли и убытки, денежные потоки в постоянных ценах, определены значения критериев эффективности инвестиционного проекта (NPV, DPBP, IRR).

Таблица П5.15

Расчет экономического эффекта, тыс. руб. в год

Показатель	Без про- екта (без НДС)	С прое- ктом (без НДС)	Без про- екта (с НДС)	С про- ектом (с НДС)	Измене- ние без НДС	Изме- нение с НДС	Примечание: уча- ствует ли показатель в расчете экономиче- ского эффекта
1. Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	1 576,12	1 795,19	1 891,344	2 154,23	219,07	262,89	Нет
2. Выручка от реализации тепла	23 168,96	26 389,33	27 802,76	31 667,20	3 220,37	3 864,44	Да
3. Расходы на топливо	13 285,71	9 552,18	15 942,86	11 462,62	-3 733,53	-4 480,24	Да
4. Расходы на электроэнергию	2 846,72	2 846,72	3 416,06	3 416,06	–	–	Да
5. Расходы на воду	322,68	322,68	387,22	387,22	–	–	Да
6. Расходы на реагенты	120,00	120,00	144,00	144,00	–	–	Да
7. Расходы на ремонт	1 200,00	822,72	1 440,00	987,27	-377,28	-452,73	Да
8. Расходы на заработную плату ППП	2 235,61	1 977,56	2 235,61	1 977,56	-258,05	-258,05	Да
9. Расходы на отчисления с зара- ботной платы ППП	675,15	597,22	675,15	597,22	-77,93	-77,93	Да
10. Амортизация	–	3 266,07	–	3 266,07	3 266,07	3 266,07	Нет
11. Цеховые и общехозяйственные расходы, всего В том числе:	2 461,59	2 461,59	2 773,67	2 773,67	–	–	Да
зарплата с отчислениями	901,17	901,17	901,17	901,17	–	–	Да
прочие цеховые расходы	1 560,41	1 560,41	1 872,49	1 872,49	–	–	Да
12. Налог на имущество	–	682,61	–	682,61	682,61	682,61	Нет
13. Проценты по заемным сред- ствам	–	1 616,71	–	1 616,71	1 616,71	1 616,71	Нет

Окончание табл. П5.15

Показатель	Без про- екта (без НДС)	С прое- ктом (без НДС)	Без про- екта (с НДС)	С про- ектом (с НДС)	Измене- ние без НДС	Изме- нение с НДС	Примечание: уча- ствует ли показатель в расчете экономиче- ского эффекта
14. ИТОГО себестоимость	23 147,46	24 266,05	—	—	1 118,60	—	Нет
15. Прибыль	17,20	1 698,62	—	—	1 681,42	—	Нет
16. Налог на прибыль	4,30	424,66	—	—	420,35	—	Нет
17. Экономический эффект	—	—	—	—	7 667,16	9 133,40	П. 2 — п. 3 — п. 4 — п. 5 — п. 6 — п. 7 — п. 8 — п. 9 — п. 11
18. НДС в экономическом эффекте	—	—	—	—	—	1 466,24	Из п. 17 с НДС вычесть п. 17 без НДС

Таблица П5.16

Прогноз прибылей и убытков в постоянных ценах, тыс. руб. без НДС

Показатель	Год									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Экономический эффект	7667	7667	7667	7667	7667	7667	7667	7667	7667	7667
Дополнительные затраты, всего	3949	3877	3805	3733	3661	3589	3518	3446	3374	3302
В том числе:										
амортизация	3266	3266	3266	3266	3266	3266	3266	3266	3266	3266
налог на имущество	683	611	539	467	395	323	251	180	108	36
Налогооблагаемая прибыль	3718	3790	3862	3934	4006	4078	4150	4221	4293	4365
Налог на прибыль	744	758	772	787	801	816	830	844	859	873
Чистая прибыль	2975	3032	3090	3147	3205	3262	3320	3377	3435	3492

Таблица П5.17

Прогноз движения денежных средств в постоянных ценах, тыс.руб. с НДС

Показатель	Год									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Дополнительные поступления от экономического эффекта с НДС	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133
Дополнительные налоги, всего В том числе:	1 426	1 369	1 311	1 254	1 995	2 605	2 548	2 490	2 433	2 375
налог на прибыль	744	758	772	787	801	816	830	844	859	873
налог на имущество	683	611	539	467	395	323	251	180	108	36
НДС в бюджет	—	—	—	—	799	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466
Денежный поток от эксплуатации проекта	7 707	7 765	7 822	7 880	7 138	6 528	6 586	6 643	6 701	6 758

Таблица П5.18

Расчет чистой дисконтированной стоимости (NPV) проекта, тыс. руб.

Показатель	Год										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Денежный поток от эксплуатации проекта	–	7 707	7 765	7 822	7 880	7 138	6 528	6 586	6 643	6 701	6 758
Инвестиции с НДС	39 193	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Чистый денежный поток	–39 193	7 707	7 765	7 822	7 880	7 138	6 528	6 586	6 643	6 701	6 758
Коэффициент дисконтирования	1,000	0,973	0,947	0,921	0,896	0,872	0,849	0,826	0,803	0,782	0,761
Чистый дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	–39 193	–31 694	–24 343	–17 138	–10 075	–3 850	1 689	7 126	12 463	17 701	22 840

Величина NPV составляет 22 840 тыс. руб. по данным табл. П5.18.

Дисконтный срок окупаемости рассчитывается по данным таблицы П5.18, это момент времени, когда величина чистого дисконтированного денежного потока, рассчитываемая нарастающим итогом, меняет знак с минуса на плюс. Срок освоения инвестиций (период строительства блочно-модульной котельной) небольшой, менее 1 года, поэтому допустимо в данном случае рассчитывать срок окупаемости с начала эксплуатации котельной. Для данного проекта дисконтный срок окупаемости может быть рассчитан по выражению

$$DPBP = 5 + \frac{3850}{1689 + 3850} = 5,7 \text{ года.}$$

Соответственно, полный срок окупаемости составит $5,7 + 0,5 = 6,2$ года.

Если исходными данными предусматривается срок освоения инвестиций более 1 года, то необходимо рассчитывать срок окупаемости не с начала эксплуатации, а с начала освоения, с распределением инвестиций по периоду освоения и включением периода освоения (строительства) в расчет дисконтированного денежного потока. Расчет налога на имущество и налога на добавленную стоимость, необходимых для прогнозирования прибылей и убытков и денежных потоков, приведен в табл. П5.19 и П5.20.

Определение третьего критерия эффективности инвестиций — внутренней нормы доходности (IRR) — производится методом подбора. Подбирается такая ставка дисконта, при которой значение суммарного чистого дисконтированного денежного потока (или NPV) в 10-й год становится равным 0. Расчет произведен в таблице П5.21 при значении $IRR = 13,33\%$ годовых.

Итоги расчетов критериев эффективности:

NPV проекта 22 840 тыс. руб;

DPBP = 5,7 года с начала эксплуатации или 6,2 года с начала освоения;

IRR = 13,33% годовых.

График суммарного чистого дисконтированного потока от реализации проекта, на котором наглядно представлен срок окупаемости, приведен на рис. П5.1.

Таблица П5.19

Расчет налога на имущество, тыс. руб.

Показатель	Год										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Балансовая стоимость основных средств	32661	32661	32661	32661	32661	32661	32661	32661	32661	32661	32661
Амортизация	–	3266	3266	3266	3266	3266	3266	3266	3266	3266	3266
Остаточная стоимость основных средств	32661	29395	26129	22863	19596	16330	13064	9798	6532	3266	0
Средняя остаточная стоимость	–	31028	27762	24496	21229	17963	14697	11431	8165	4899	1633
Налог на имущество	–	683	611	539	467	395	323	251	180	108	36

Таблица П5.20

Расчет налога на добавленную стоимость, тыс. руб.

Показатель	Год										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Экономический эффект с НДС (поступления)	–	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133	9 133
Инвестиционные расходы с НДС	39 193	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
НДС к уплате	–	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466
НДС к возмещению	6 532	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сальдо НДС	–6 532	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466
Оплата НДС в бюджет	–	–	–	–	–	799	1 466	1 466	1 466	1 466	1 466
Накопленный НДС	–6 532	–5 066	–3 600	–2 133	–667	799	2 265	3 732	5 198	6 664	8 130

Таблица П5.21

Расчет внутренней нормы доходности (IRR)

Показатель	Год									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9 10
Чистый денежный поток, тыс. руб.	-39 193	7 707	7 765	7 822	7 880	7 138	6 528	6 586	6 643	6 701 6 758
Коэффициент дисконтирования (IRR)	1	0,882	0,779	0,687	0,606	0,535	0,472	0,417	0,368	0,324 0,286
Суммарный чистый дисконтированный денежный поток, тыс. руб.	-39 193	-32 392	-26 346	-20 972	-16 194	-12 375	-9 293	-6 550	-4 108	-1 934 0

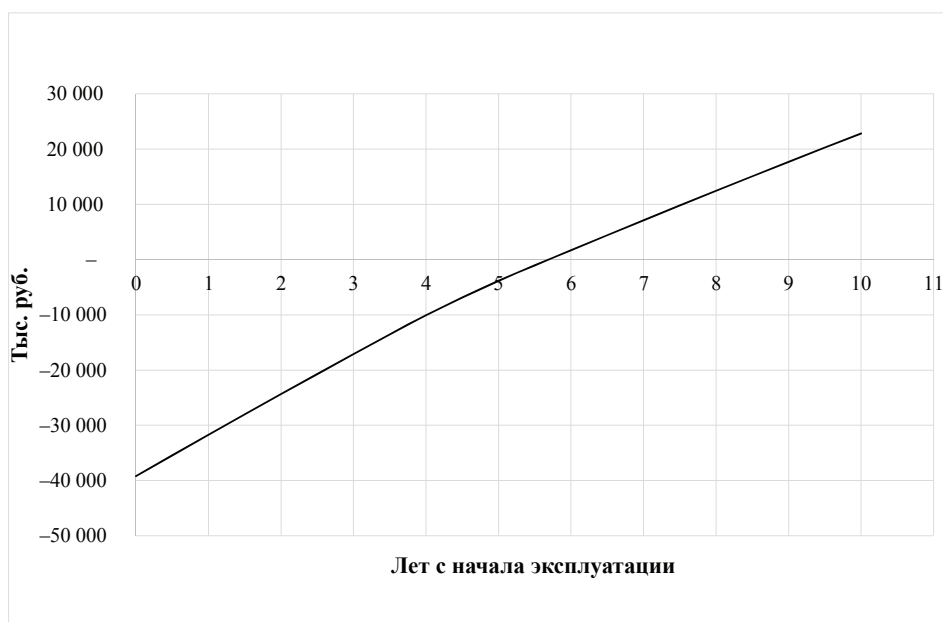


Рис. П5.1. Суммарный чистый дисконтированный денежный поток от реализации проекта

Учебное издание

Мунц Юлия Георгиевна

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ**

Редактор *Т. Е. Мерц*
Верстка *Е. В. Ровнушкиной*

Подписано в печать 27.05.2021. Формат 70×100 1/16
Бумага офсетная. Цифровая печать. Усл. печ. л. 9,7.
Уч.-изд. л. 5,5. Тираж 30 экз. Заказ 125.

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: 8 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620075, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: 8 (343) 350-56-64, 350-90-13
Факс: 8 (343) 358-93-06
<http://print.urfu.ru>

Для заметок

